NORMA ITALIANA CEI

Progetto
C. 947

Data Scadenza Inchiesta
20-04-2006

Data Pubblicazione
2006-…

Edizione

Classificazione
82-…

Titolo

Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione

Title

APPARECCHIATURE ELETTRICHE PER SISTEMI DI ENERGIA E PER TRAZIONE

CEI COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO
AEIT FEDERAZIONE ITALIANA DI ELETTROTECNICA, ELETTRONICA, AUTOMAZIONE, INFORMATICA E TELECOMUNICAZIONI
CNR CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE

INDICE

Sommario

La presente guida fornisce informazioni relative alla realizzazione di impianti fotovoltaici collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione, con particolare riferimento sia alla preparazione della documentazione di progetto, sia alle attività di verifica tecnico-funzionale.

Nello specifico, il livello della documentazione di progetto individuato è tale da definire in ogni particolare impiantistico l'intervento da realizzare, mentre le prove di verifica indicate sono tese ad assicurare il rispetto dei requisiti di sicurezza e funzionalità previsti dal progetto.

La guida si rivolge, quindi, a progettisti, installatori e verificatori, tenendo conto dei rispettivi ambiti di intervento.

Nello stesso tempo, la guida fornisce indicazioni per il dimensionamento energetico e strutturale del generatore fotovoltaico, per la scelta della configurazione e della tensione di lavoro del sistema di generazione, nonché i criteri per l'individuazione dei principali componenti dell'impianto quali moduli fotovoltaici e inverter.

Particolare attenzione viene, infine, dedicata sia agli aspetti di sicurezza elettrica, evidenziando le varie misure di protezione, sia agli aspetti di interfacciamento alla rete del distributore in Media e in Bassa tensione.

Premessa

La presente Guida è stata preparata dal Comitato Tecnico 82 del CEI: *Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare* ([1]). Essa è l'atto conclusivo di un lavoro, cui hanno partecipato esperti nazionali dello stesso comitato.

La stesura finale tiene conto delle osservazioni pervenute dai comitati normativi CEI CT64, CT81 e SC8D, nonché dagli operatori del settore.

La Guida chiarisce alcune prescrizioni di quelle norme CEI considerate particolarmente significative per la progettazione e la realizzazione di impianti fotovoltaici collegati alle reti elettriche Media e Bassa tensione. I testi di riferimento normativo restano, in ogni caso, le norme CEI specifiche, nella loro interezza.

A tal proposito è stato ritenuto utile riportare, nell'Allegato A, un riepilogo della normativa, i documenti e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e la verifica elettrica di un impianto fotovoltaico. Si fa presente che i documenti di progetto, oggetto della presente guida, pur essendo relativi alla disciplina impianti elettrici dovranno essere predisposti tenendo conto di tutte le discipline coinvolte, al fine di individuare in modo determinante le caratteristiche dell'opera.

In Allegato B è riportato un riepilogo dei documenti e delle leggi di riferimento, da rispettare per la progettazione e la verifica meccanica di un impianto fotovoltaico

In Allegato C sono, infine, forniti dei cenni sulla risorsa energetica fotovoltaica, nonché sulla potenzialità e sui costi degli impianti fotovoltaici.

Prefazione

Al momento della pubblicazione della presente Guida, in sede CENELEC si stanno approntando nuove Norme EN che dovranno sostituire, nel caso venissero condivise dai vari Paesi europei, alcune norme italiane che costituiscono la base del progetto e della realizzazione degli impianti fotovoltaici (fra quali, la CEI 11-20 e la CEI 11-1).

Per il suddetto motivo, gli utenti della presente Guida, prima di sviluppare i loro progetti e le conseguenti realizzazioni, dovrebbero accertarsi di utilizzare l'ultima edizione della Norma CEI 64-8 e delle Norme europee che, come accennato, potrebbero aver sostituito completamente la CEI 11-20 e la CEI 11-1.

---

[1] Il comitato CEI CT82 ha lo scopo di preparare norme riguardanti la costruzione, le prescrizioni, le prove e la sicurezza di sistemi e componenti per la conversione fotovoltaica dell'energia solare, dalle celle solari fino all'interfaccia col sistema elettrico cui viene fornita l'energia. Il suo principale obiettivo è quello di favorire l'introduzione dei sistemi fotovoltaici nel mercato mediante l'armonizzazione normativa. Il CT82 è collegato al TC82 del CENELEC (*Solar photovoltaic energy systems*) e al TC82 dell'IEC (*Solar photovoltaic energy systems*).

1 Oggetto e scopo

Questa guida si propone di fornire i criteri per la progettazione, l'installazione e la verifica di sistemi fotovoltaici, destinati a operare in parallelo alla rete di distribuzione Media e di Bassa tensione

Tali criteri tengono conto delle vigenti disposizioni legislative e delle indicazioni contenute nelle Norme CEI, UNI e nei documenti CENELEC e IEC pertinenti.

2 Campo di applicazione

La guida si applica agli impianti fotovoltaici destinati ad operare in parallelo alla rete del distributore di Media e Bassa tensione, in accordo con la Norma CEI 11-20. Tale Norma regolamenta, tra l'altro, gli impianti fotovoltaici di produzione di potenza complessiva superiore a 0.75 kW collegati alle reti dei distributori.

La guida, sostanzialmente focalizzata su impianti fotovoltaici fissi, non contiene elementi specifici per impianti ad inseguimento o a concentrazione solare. Essa non si applica agli impianti isolati dalla rete elettrica del distributore, né agli impianti di produzione trasportabili.

La Guida non tratta aspetti specifici dell'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici.

3 Definizioni

Ai fini della presente Guida valgono le seguenti definizioni.

3.1 Rete elettrica

3.1.1 Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietario.

3.1.2 Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

3.1.3 Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

3.1.4 Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

3.1.5 Rete di utente

Insieme dei circuiti elettrici dell'utente, avente origine nel punto di consegna.

3.1.6 Rete elettrica isolata

Rete elettrica di distribuzione alla quale sono collegati un numero limitato di utenti e che ha una dimensione locale. Essa non è collegata alla rete elettrica nazionale.

3.1.7 Utente della rete del distributore (o utente)

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

3.1.8 Punto di consegna

Punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.

3.1.9 Punto di consegna per utenti attivi

Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la completa responsabilità.

3.1.10 Punto di consegna per utenti passivi

Il punto di consegna per gli utenti passivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a valle dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a cura e carico del distributore che ne ha la completa responsabilità.

3.1.11 Utente attivo

Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

3.1.12 Utente passivo

Soggetto che utilizza l'energia elettrica mediante impianti di consumo allacciati alla Rete di distribuzione.

3.2 Impianto fotovoltaico

3.2.1 Angolo di inclinazione (o di tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC 61836).

3.2.2 Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

3.2.3 BOS: (Balance of system o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

3.2.4 Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61227). Vedi Figura 8.6.

3.2.5 Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso. Vedi Figura 8.6.

3.2.6 Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.
- Irraggiamento: 1000 W/m^2, con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1.5).

3.2.7 Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso controlla il collegamento elettrico dell'uscita del gruppo di conversione alla rete di utente non in isola e quindi alla rete del distributore. Questo dispositivo permette, in condizioni normali, all'impianto fotovoltaico di funzionare in parallelo con la rete del distributore e quindi all'energia elettrica generata di fluire verso detta rete; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agiscono le protezioni di interfaccia. Vedi Figura 4.4.

3.2.8 Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semicondutori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno. Vedi Figura 8.4.

3.2.9 Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico:

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m^2), intesa come somma dell'area dei moduli.

3.2.10 Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m^2) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

3.2.11 Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

3.2.12 Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

3.2.13 Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

3.2.14 Generatore fotovoltaico

Vedi Campo fotovoltaico.

3.2.15 Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

3.2.16 Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

3.2.17 Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

3.2.18 Impianto (o Sistema) fotovoltaico isolato dalla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) isolato dalla rete del distributore; secondo l'utilizzo, esso può essere dotato di accumulo elettrochimico e di inverter in grado di sostenere una rete di utente o una rete elettrica locale.

3.2.19 Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

3.2.20 Irraggiamento solare (espresso in W/m^2)

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

3.2.21 Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3). Vedi

Figura 8.6.

3.2.22 Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

3.2.23 Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61227). Vedi Figura 8.6.

3.2.24 Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC 61836).

3.2.25 Piranometro

Strumento, basato su un sensore a termopila, normalmente utilizzato per misurare l'irraggiamento su un piano di captazione (CEI EN 60904-3). È usualmente utilizzato nei sistemi di monitoraggio di impianti fotovoltaici e nelle prove in laboratorio (vedi par. C.1).

3.2.26 Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

3.2.27 Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

3.2.28 Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

3.2.29 Potenza effettiva di un impianto fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

3.2.30 Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

3.2.31 Radiazione

Integrale dell'irraggiamento (espresso in kWh/m^2), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

3.2.32 Resto del sistema

Vedi BOS: (balance of system)

3.2.33 Schiera fotovoltaica

Complesso meccanico integrato di moduli o pannelli fotovoltaici insieme alla loro struttura di supporto, ma con esclusione delle fondazioni, dell'inseguitore, del dispositivo di controllo termico e di altri componenti similari, realizzato per formare un'unità che generi potenza in c.c. (CEI EN 61227). Vedi Figura 8.6.

3.2.34 Sistema fotovoltaico

Vedi Impianto fotovoltaico.

3.2.35 Solarimetro

Strumento utilizzato per la misura dell'irraggiamento su un piano di captazione, basato su sensori al Silicio. E' usualmente utilizzato nei sistemi di monitoraggio di impianti fotovoltaici. Viene spesso preferito al Piranometro in quanto rispetto a quest'ultimo presenta un costo più contenuto e il vantaggio di non richiedere frequenti calibrazioni (vedi par. C.1).

3.2.36 Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso (vedi par. 4.4.1).

3.2.37 Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata. Vedi Figura 8.6.

3.2.38 Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m^2, temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

4 Criteri di progettazione

4.1 Il generatore fotovoltaico

4.1.1 Principi progettuali generali

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. In casi particolari (es. per impianti isolati) il criterio di progettazione potrebbe privilegiare la produzione in determinati periodi dell'anno.
Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

4.1.2 Il dimensionamento energetico

Il dimensionamento energetico di un impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore viene effettuato, tenendo conto ovviamente della disponibilità economica, sulla base della:

- disponibilità di spazi sui quali installare il generatore fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare.
- guadagno energetico preventivato, nel caso di impianti di produzione, e/o di riduzione della spesa energetica desiderata, nel caso di impianti di autoproduzione.

4.1.2.1 Disposizione dei moduli del generatore fotovoltaico

Per quanto riguarda lo spazio necessario per l'installazione del generatore fotovoltaico si distinguono tre casi fondamentali:

- *il generatore fotovoltaico e' posto su una superficie opportunamente inclinata*;
  in questo caso occorre uno spazio circa uguale all'ingombro del generatore: tale spazio (in m^2) è pari al rapporto fra la potenza nominale (in kW) e l'efficienza del modulo;
- *il generatore fotovoltaico è posto su una superficie orizzontale*;
  In questo caso, dovendo i moduli fotovoltaici essere inclinati sul piano orizzontale per massimizzare l'energia prodotta, non è possibile disporre i moduli fotovoltaici su un'unica fila; pertanto si ricorre alla disposizione in file parallele (filari), opportunamente distanziate; occorre quindi determinare la distanza fra i filari in modo da non dar luogo a fenomeni di ombreggiamento; tipicamente, una corretta spaziatura delle file non accetta ombre su alcun punto dei moduli tra le ore centrali della giornata (10:00 ÷14:00) durante il solstizio invernale; utilizzando il valore dell'angolo dell'altezza solare alle ore 12, con calcoli trigonometrici, la distanza fra le file (d) risulta:

  $$d / h = \sin (T) * \mathrm{tg} (23{,}5° + \mathrm{latitudine}) + \cos (T)$$

  ove h è l'altezza delle file e T è l'angolo di inclinazione (o di tilt) dei moduli rispetto alla superficie orizzontale.
  In prima approssimazione, alle latitudini italiane, la disposizione in file parallele richiede uno spazio circa doppio rispetto a quella a filare singolo.

- *il generatore fotovoltaico e' posto su un piano ad inseguimento solare*;
  in quest'ultimo caso lo spazio necessario risulterà maggiore di quello richiesto dalla disposizione a file parallele, in quanto sarà necessario evitare fenomeni di ombreggiamento provenienti anche dalle direzioni Est ed Ovest.

4.1.2.2 Disponibilità della fonte solare.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione può essere verificata utilizzando i dati riportati nella Norma UNI 10349 relativi, fra l'altro, a valori giornalieri medi mensili della radiazione solare sul piano orizzontale di ciascuna provincia italiana.
Il calcolo della radiazione solare ricevuta da una superficie fissa comunque esposta ed orientata può essere determinata, mediante le formule riportate nella Norma UNI 8477 che utilizzano i valori giornalieri medi mensili della radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale forniti dalla Norma UNI 10349.

4.1.2.3 Guadagno energetico e/o riduzione della spesa energetica

Il guadagno energetico preventivato e/o la riduzione della spesa energetica desiderata si ottiene, calcolando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.
L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione e angolo di orientazione;
- eventuali ombreggiamenti o sporcamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS: efficienza inverter, perdite nei cavi e cadute sui diodi.

Il parametro più utilizzato dai tecnici per indicare la **producibilità** di un impianto fotovoltaico in un certo sito è il valore della radiazione solare specifica (Er) incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), espressa in modo pratico in "ore equivalenti solari" **hs**. Questo parametro indica quanti kWh sono pervenuti sulla superficie di 1 m^2 nell'intervallo di tempo Δt considerato:

$$\mathbf{hs\ (\Delta t) = Er\ (\Delta t)\ /\ 1\ kW/m^2}$$

> Ad esempio, considerando 1 giorno come intervallo di tempo e pervenendo 4.5 kWh di energia solare sulla superficie di 1 m^2, si parla di 4.5 ore equivalenti, derivanti dalla formula:
>
> $$hs\ (giorno) = 4.5\ kWh/m^2\ /\ 1\ kW/m^2 = 4.5\ h$$
>
> analogamente considerando 1 anno come intervallo di tempo e pervenendo in media 4.5 kWh/giorno di energia solare sulla superficie di 1 m^2, si ha:
>
> $$hs\ (anno) = (\ 4.5\ kWh/m^2/giorno\ *\ 365\ giorni\ )\ /\ 1\ kW/m^2 = 1642\ h$$

Ciò premesso, il valore della **produzione elettrica attesa dall'impianto** durante il periodo considerato, espressa in ore equivalenti di picco **heq** (cioè in ore di funzionamento dell'impianto alla sua potenza di picco) è dato dalla formula:

$$\mathbf{heq\ (\Delta t) = hs\ (\Delta t)\ *\ K\ *\ \eta pv\ *\ \eta inv}$$

dove:

K è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0.90 e 0.98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistematici;

ηpv è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch); valori tipici di **ηpv** sono compresi tra 0.85 e 0.90;

ηinv è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione circuiti di controllo; un valore tipico di **ηinv** è 0.90.

La **produzione elettrica attesa** dell'impianto in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), espressa in kWh, è quindi:

$$Ep (\Delta t) = Pnom * heq (\Delta t)$$

Dove

Pnom è la potenza nominale del generatore fotovoltaico [kWp]

Al fine di migliorare la valutazione del rendimento, è possibile scindere le perdite termiche del generatore fotovoltaico a valle della conversione **Πterm** da tutte le altre (ottiche, resistive, caduta sui diodi, mismatch) che tipicamente ammontano all'8%. In questo caso il rendimento **ηpv** pertanto diviene:

$$\eta pv = (1 - \Pi term – 0.08)$$

ove le perdite termiche del generatore fotovoltaico (Πtpv), nota la temperatura delle celle fotovoltaiche (Tcel) sono date da:

$$\Pi term = (Tcel – 25) * \gamma / 100$$

oppure nota la temperatura ambiente (Tamb) da:

$$\Pi term = [Tamb - 25 + (NOCT – 20) * Irr / 0.8] * \gamma / 100$$

dove

γ Coefficiente di temperatura di potenza: variazione percentuale della Pnom di un generatore fotovoltaico per grado Celsius di variazione della temperatura della cella; questo parametro, fornito dal costruttore, per moduli in Si cristallino è tipicamente pari a 0.4÷0.5 %/°C.

NOCT Temperatura nominale di lavoro della cella: questo parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 40÷50°C, ma che può arrivare a 60' per moduli in vetrocamera,

Irr Irraggiamento solare, misurato sul piano dei moduli

Tamb Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.

Tcel è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

4.1.3 Il dimensionamento elettrico

4.1.3.1 La tensione della sezione in c.c.

La tensione della sezione in corrente continua di un generatore fotovoltaico va opportunamente scelta, nella fase progettuale, in funzione della sua tipologia e dei componenti in esso utilizzati.

Occorre anzitutto tenere conto delle diverse definizioni di tensione c.c. di un impianto fotovoltaico.

- Tensione massima di un generatore fotovoltaico: è determinata dalla somma delle tensioni a vuoto (Voc) dei moduli fotovoltaici collegati tra loro in serie (stringhe); dal punto di vista della sicurezza, si deve tenere conto di tale valore giacché, nel caso in cui il sistema sia scollegato da carichi o da convertitori di potenza, la sezione in c.c. si porta alla tensione massima;
- Tensione di funzionamento di un generatore fotovoltaico: è determinata dal punto di lavoro del generatore fotovoltaico:
  - per un sistema ad accoppiamento diretto tra campo fotovoltaico e batterie, esso risulta dall'incontro della caratteristiche tensione tensione-corrente dei due componenti suddetti;
  - per sistemi collegati a dispositivi elettronici di conversione dell'energia, tale punto corrisponde normalmente al punto di massima potenza (funzione MPPT), al fine di ottimizzare la resa energetica dell'impianto.

Sia la tensione a vuoto, sia la tensione di lavoro, variano in modo inverso alla temperatura di funzionamento dei moduli fotovoltaici particolarmente in Si cristallino. Di ciò si deve tenere conto soprattutto in situazioni climatiche molto fredde, quando la tensione massima effettiva del generatore può superare quella di progetto.
La variazione della tensione a vuoto (V_{OC}) di un modulo fotovoltaico, rispetto al valore in condizioni standard ($V_{OC,STC}$), in funzione della temperatura di lavoro delle celle (Tcel) è espressa da:

$$V_{OC}\,(T) = V_{OC,STC} - \beta * (25 - Tcel)$$

essendo β il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura; si tratta di un valore che dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico (in genere vale - 2.2 mV/°C/cella per Silicio cristallino, valori più precisi sono riportati sui datasheet dei moduli)

La tensione a vuoto e la tensione di lavoro variano, invece, in modo diretto con l'irraggiamento incidente sui moduli fotovoltaici. Questa variazione può essere opportunamente considerata, giacché in casi particolari l'irraggiamento solare Irr può raggiungere valori di circa 1200 W/m^2. La dipendenza della tensione a vuoto V_{OC} dall'irraggiamento e dalla temperatura ambiente è espressa dalla seguente formula, che tiene conto della norma CEI EN 61829:

$$V_{OC} = V_{OC,STC} - N_S \left[D \ \ln\left(\frac{G_{STC}}{Gp}\right) - ß \ \frac{dT_J}{dG} \ Gp + ß\left(T_{STC} - T_A\right) \right]$$

Dove:

$V_{OC,STC}$	è la tensione a vuoto alle condizioni di prova standard
Ta	è la temperatura ambiente
N_S	è il numero di celle in serie nella stringa
D	= (*kTA/q*) ≅ 37.5 mV è il prodotto del fattore di non-idealità *A* (ca 1.5) e della tensione termica *kT/q* (ca 25 mV) del diodo
ß	è il coefficiente di tensione per la temperature (-2.2 mV/°C/cella, per celle in silicio cristallino);
dT_J/dG	è un coefficiente che può essere determinato tramite il valore della temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati, *NOCT*:

$$\frac{dT_J}{dG} = \frac{NOCT - 20}{800}$$

La scelta della tensione c.c. va effettuata tenendo conto:

- dei dispositivi da collegare al generatore fotovoltaico
- delle correnti per le quali esso dovrà essere dimensionato.
- dei limiti di sicurezza.

Il primo componente di cui tenere conto nella scelta della tensione è il modulo fotovoltaico. Il modulo è caratterizzato da una tensione massima ammessa per il sistema in cui esso viene inserito (CEI EN 50380), dichiarata dal costruttore e normalmente certificata. Il valore usuale della tensione massima ammessa è attualmente compreso fra 600 e 1000 V.
Sistemi a tensione più elevata richiedono, quindi, l'adozione di schemi che garantiscano al singolo modulo di non trovarsi in condizioni di tensione verso massa superiori a tale limite (ad es. punto centrale a terra).

Nel caso in cui il generatore fotovoltaico sia collegato ad un gruppo di conversione (inverter), la tensione va scelta all'interno della finestra di tensione c.c. d'ingresso ammessa dall'inverter. In tale dimensionamento si deve tenere conto delle variazioni di tensione di funzionamento e di tensione a vuoto del generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento e della temperatura di funzionamento (vedi la formula precedente e la Figura 4.2 del par. 4.2.1 sugli inverter). Normalmente la tensione d'ingresso dei convertitori varia da 100 V a 1000V, secondo la taglia e la tipologia.

Un'ulteriore scelta da effettuare è quella dei dispositivi d'interruzione. Spesso sono disponibili componenti commerciali certificati per l'impiego su sistemi a tensione massima in c.c fino a 600V; tensioni superiori implicano il ricorso a dispositivi speciali o a dispositivi per tensioni superiori, con aggravio dei costi.

Infine, un aspetto rilevante dal punto di vista della sicurezza, è l'impossibilità pratica di porre fuori tensione il generatore fotovoltaico alla presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione in fase di progettazione del generatore fotovoltaico, così come in occasione della sua manutenzione e, ancora, in caso di intervento delle protezioni

Dal punto di vista elettrico, il campo fotovoltaico deve essere gestito preferibilmente come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, adottando le possibili soluzioni previste dalla Norma CEI 64-8.

4.1.3.2 Configurazione serie parallelo

Le stringhe sono costituite dalla serie di moduli fotovoltaici elettricamente collegati tra loro, e in genere meccanicamente disposti affiancati.

Nella scelta della configurazione delle stringhe di moduli fotovoltaici si deve verificare che le caratteristiche elettriche delle stesse (incluso corrente di cortocircuito, tensione a vuoto, corrente e tensione alla massima potenza), siano per quanto possibile simili. Questa precauzione se da un canto migliora le prestazioni del generatore dall'altro consente che, in caso di guasto, la sostituzione dei moduli con moduli dello stesso tipo non comporti variazioni delle caratteristiche elettriche delle stringhe.

In particolare, per massimizzare la produzione d'energia, è opportuno che le stringhe non siano differenti per:

- tipo di modulo
- classe di corrente del modulo
- esposizione dei moduli (azimuth, elevazione e ombreggiamento)
- numero dei moduli in serie.

Stringhe, che non rispondano all'uniformità suddetta, dovrebbero essere utilizzate separatamente o collegate a distinti gruppi di conversione.

Ciascuna stringa di moduli fotovoltaici deve essere singolarmente sezionabile, al fine di poter effettuare verifiche di funzionamento e manutenzioni senza dover porre fuori servizio l’intero generatore fotovoltaico.

Nella scelta dei dispositivi di sezionamento (par. 4.2.3.1), occorre tenere conto che l’apertura del dispositivo non esclude il mantenimento della tensione lato c.c.

In generatori fotovoltaici costituiti da un numero elevato di stringhe, ciascuna stringa deve essere provvista di un dispositivo di protezione per sovracorrente (diodo di blocco o fusibili), al fine di evitare che, in seguito a ombreggiamento o guasti, una stringa divenga passiva, assorbendo e dissipando con danno la potenza elettrica generata dalle altre stringhe connesse in parallelo. Il numero massimo di stringhe, oltre il quale occorre utilizzare un dispositivo di protezione, dipende dalle caratteristiche dei moduli e dal numero di moduli in serie (e quindi dalla tensione della sezione in c.c) e dovrà essere determinato in fase di progettazione. Cautelativamente l’utilizzo dei dispositivi di protezione per sovracorrente è necessario in generatori costituiti da più di tre stringhe, purché queste siano costituite da moduli con caratteristiche elettriche similari.

In relazione all’esposizione alle sovratensioni indotte di origine atmosferica (vedi par. 4.3.2), deve essere valutata l’opportunità di dotare ciascuna stringa (o eventualmente la sbarra di parallelo) di dispositivi di protezione contro le sovratensioni. Tali dispositivi devono essere adatti a circuiti in c.c. e protetti da fusibile (meglio se con segnalatore di intervento), al fine di evitare che il loro innesco permanente possa determinare incendi.

Si raccomanda, infine, di realizzare, quando possibile, due anelli per ciascuna stringa di moduli, nei quali la corrente circoli in senso opposto, cioè due spire nelle quali le sovratensioni indotte da scariche atmosferiche si compensino parzialmente, riducendo quindi il valore risultante ai terminali della stringa. Nel caso in cui non sia possibile provvedere alla creazione di due anelli ad induzione invertita, si raccomanda un percorso di cablaggio delle stringhe tale da minimizzare l’area della spira equivalente creata dal circuito delle celle e dei collegamenti tra i moduli fotovoltaici.

4.1.4 Il dimensionamento meccanico

4.1.4.1 Le strutture di sostegno

Per struttura di sostegno di un generatore fotovoltaico si intende un sistema costituito dall’assemblaggio di profili, generalmente metallici, in grado di sostenere e ancorare al suolo o a una struttura edile un insieme di moduli fotovoltaici, nonché di ottimizzare l’esposizione di questi ultimi nei confronti della radiazione solare.

In generale occorre distinguere tra:

- struttura a cavalletto: poggiata a terra o su solaio piano, fissata a fondazioni, travi o zavorrata, ….;
- struttura per l’integrazione o il retrofit fissata su tetti, facciate, pensiline, padiglioni, ecc;
- struttura per inseguimento solare.

4.1.4.2 Legislazione e norme di riferimento

Le strutture di sostegno devono essere progettate, realizzate e collaudate in base ai principi generali delle leggi 1086/71 (Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso, ed a struttura metallica) e 64/74 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche), nonché tenendo conto del Testo Unico Norme Tecniche per le Costruzioni (D.M. 14 Settembre 2005) e delle indicazioni più specifiche contenute nei relativi decreti e circolari ministeriali (riportati nell’Allegato B).

Figura 4.1 - Varie tipologie di strutture di sostegno per moduli fotovoltaici: Inseguimento solare su due assi, inseguimento su un asse [1], struttura inclinata su cavalletti e struttura inclinata su falda.

4.1.4.3 Analisi dei carichi

Le strutture di sostegno devono essere calcolate per resistere alle seguenti sollecitazioni di carico:

- carichi permanenti
  - peso strutture: dipende dalle dimensioni e dai materiali costituenti i profilati e la bulloneria;
  - peso zavorre: dipende dalle dimensioni e dal materiale;
  - peso moduli: viene generalmente fornito dal costruttore;
- sovraccarichi
  - carico da neve: è uniformemente distribuito, agisce in direzione verticale ed è riferito alla proiezione orizzontale della superficie del generatore fotovoltaico; dipende dal valore di riferimento del carico di neve al suolo (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: a una o più falde, cilindrica, con discontinuità di quota, con elementi piani verticali, con possibilità di accumulo neve alle estremità sporgenti);
  - spinta del vento: il vento, la cui direzione si considera di regola orizzontale, esercita sulle strutture usuali forze che sono convenzionalmente ricondotte ad azioni statiche equivalenti che si traducono in pressioni o depressioni agenti normalmente alle superfici degli elementi che compongono la struttura;
    viene trascurata l'azione tangente del vento, in considerazione del basso coefficiente di attrito delle superfici in questione;
    tali pressioni dipendono dalla pressione cinetica di riferimento (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di esposizione (dipende dall'altezza della struttura dal suolo, dalla rugosità e topografia del terreno, dall'esposizione del sito), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: piana, a falde inclinate o curve, a copertura

multipla, tettoia, pensilina isolata) e dal coefficiente dinamico (dipende dalla forma e dalle dimensioni della struttura);

- variazioni termiche: lo scarto di temperatura rispetto a quella iniziale di riferimento; per le strutture in acciaio esposte deve essere previsto + 25°C; in prima approssimazione le variazioni termiche possono essere trascurate;
- gli effetti sismici sulla struttura vanno valutati mediante analisi statica e le risultanti delle forze orizzontali e verticali devono essere distribuite sulla struttura proporzionalmente alle singole masse presenti; tali risultanti dipendono dai coefficienti di sismicità e di protezione sismica, dal coefficiente di risposta e dalle masse strutturali; generalmente il carico del vento risulta dimensionante rispetto a quello da sisma.

- Verifiche

Le verifiche delle strutture di sostegno di impianti fotovoltaici vanno effettuate combinando le precedenti condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata. Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

1. vento ribaltante + peso moduli, strutture e zavorre
2. vento stabilizzante + neve + peso moduli, strutture e zavorre

In particolare, nel caso di strutture a cavalletto, la combinazione 1 sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento della struttura mentre la combinazione 2 verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio. Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell'arte) mentre per le verifiche di resistenza le tensioni ammissibili per le condizioni di carico sono da assumersi, in accordo alle norme tecniche, pari a: 1,125 σadm e 1,125 τadm.

Nel caso di strutture per l'integrazione o il retrofit, non soggette all'azione del vento ribaltante, sarà sufficiente prendere in considerazione la sola combinazione 2 per verificare i vari elementi della struttura, il sovraccarico sulla superficie di appoggio nonché l'ancoraggio alla struttura edile preesistente.
Tali verifiche devono essere sempre fatte da tecnico abilitato nel settore delle civili costruzioni. Inoltre, nel caso di montaggio su struttura edile preesistente, è necessario avere il parere favorevole del progettista di tale struttura o comunque di un tecnico abilitato.

4.1.5 I moduli fotovoltaici

4.1.5.1 Caratteristiche elettriche e meccaniche

I moduli fotovoltaici devono essere scelti in modo da avere, compatibilmente con i costi, valori di efficienza pari a quelli attualmente in commercio della stessa tecnologia, al fine di minimizzare i costi proporzionali all'area dell'impianto. Tipicamente per moduli al silicio monocristallino il valore dell'efficienza si aggira attorno al 13% -17% , per quelli al silicio policristallino attorno all'11% - 14% mentre per le tecnologie basate sui film sottili (ad esempio, silicio amorfo) vengono registrati valori più bassi dell'ordine del 5% - 10%

I moduli fotovoltaici devono avere caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo. A tal proposito lo standard qualitativo deve essere conforme alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile. Tale conformità deve essere dimostrata dall'esito di prove di tipo eseguite presso da un laboratorio accreditato EA (European Acreditaion Agreement) o che con EA abbia stabilito accordi di mutuo riconoscimento.

Inoltre i moduli fotovoltaici devono essere scelti in modo tale da rispondere anche a requisiti funzionali, strutturali ed architettonici richiesti dall'installazione stessa. Requisiti di tipo funzionale possono imporre l'uso, ad esempio, di moduli del tipo doppio vetro, vetrocamera, bifacciali, tegola, con celle distanziate opportunamente mentre, requisiti di tipo strutturale possono imporre l'utilizzo, ad esempio, di vetri di sicurezza realizzati anche accoppiando più vetri fra loro. Per quanto riguarda invece i requisiti di tipo architettonico, questi possono imporre l'utilizzo di moduli di determinate dimensioni, colorazioni, aspetto e forme. A tale proposito, è da rilevare come l'uniformità di colore dei moduli a film sottile rispetto a quelli al silicio cristallino li rende particolarmente graditi per alcuni inserimenti architettonici.

I moduli fotovoltaici usualmente hanno dimensioni che variano fra 0.5 m² e 1,5 m², ma sono disponibili commercialmente moduli di grandi dimensioni (superiore a 2 m²). Questi possono offrire il vantaggio di presentare costi di installazione inferiori nei grandi impianti rispetto ai moduli di dimensioni usuali.

Ciascun modulo deve essere accompagnato da un foglio-dati che riporta le principali caratteristiche del modulo stesso (Isc, Voc, Im, Vm, Pm, tolleranza %, ecc.) e la temperatura nominale di lavoro della cella (NOCT), secondo la Norma CEI EN 50380.

4.1.5.2 Protezioni

Ciascun modulo deve essere dotato di diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle. Nei moduli a film sottile, un diodo equivalente viene normalmente realizzato nella creazione del film. La conformità dei moduli alle norme applicabili deve essere specificamente certificata alla presenza di detti diodi. Nel caso in cui il modulo sia provvisto di cassetta di terminazioni, i diodi di by-pass potranno essere alloggiati nella scatola stessa. In caso contrario dovranno essere cablati all'esterno del modulo e opportunamente protetti.

La cassetta di terminazione, se presente, deve avere un livello di protezione IP65 a modulo installato e deve essere dotata di terminali elettrici di uscita con polarità opportunamente contrassegnate, coperchio con guarnizioni e viti nonché fori equipaggiati con pressacavi per il cablaggio delle stringhe o attacchi rapidi fissi.

I moduli possono essere provvisti di cornice, tipicamente in alluminio, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituisce una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua. Per ragioni estetiche o funzionali possono essere utilizzati moduli senza cornice da alloggiare in profili già esistenti come se fossero normali vetri (tipicamente in facciate, vetrate e lucernai).

4.1.5.3 Garanzia

I moduli fotovoltaici sono la parte più costosa dell'impianto di generazione, pertanto un aspetto molto importante riguarda la garanzia offerta dai costruttori di moduli.

In generale, il costruttore fornisce un certificato di garanzia che comprende la garanzia di prodotto e la garanzia di prestazioni. In esso il costruttore garantisce che i propri prodotti ottemperano alle relative specifiche tecniche e normative sulla qualità e che gli stessi sono di nuova fabbricazione.

Per garantire un'adeguata vita utile dell'impianto di generazione il costruttore deve garantire la qualità e le prestazioni dei moduli fotovoltaici di sua produzione, secondo le seguenti modalità e condizioni:

- garanzia di prodotto: riguardante la garanzia contro difetti di fabbricazione e di materiale; questa deve coprire almeno 2 anni, secondo disposizioni di legge, decorrenti dalla data di fornitura dei moduli fotovoltaici di sua produzione e deve garantire contro eventuali difetti di materiale o di fabbricazione[2] che possano impedirne il regolare funzionamento a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione;
- garanzia di prestazioni: riguardante il decadimento delle prestazioni dei moduli; il costruttore deve garantire che la potenza erogata dal modulo, misurata alle condizioni di prova standard, non sarà inferiore al 90 % della potenza minima del modulo (indicata dal costruttore all'atto dell'acquisto nel foglio dati del modulo stesso) per almeno 10 anni e non inferiore al 80 % per almeno 20 anni.

Sono, in genere, esclusi dai diritti di garanzia, i danni e i guasti di funzionamento o di servizio dei moduli derivanti da:

- incidenti, uso su unità mobili, o uso negligente, erroneo o inadeguato.
- mancato rispetto delle istruzioni d'installazione, uso e manutenzione
- modifiche, installazioni o usi erronei o non effettuati da personale esperto
- danni cagionati da sovratensioni, scariche atmosferiche, allagamenti, piaghe, terremoti, azioni di terzi o qualsiasi altro motivo estraneo alle normali condizioni di funzionamento dei moduli

Al fine della verifica del periodo di validità della garanzia, è opportuno che l'anno di fabbricazione dei moduli sia documentato in maniera inequivocabile. Al riguardo, inoltre, la norma CEI EN 50380 prescrive che il numero di serie e il nome del costruttore siano apposti in modo indelebile e visibile sul modulo.

4.2 Gli altri componenti (BOS)

4.2.1 I gruppi di conversione (o inverter)

4.2.1.1 Caratteristiche generali

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare il gruppo deve essere rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE). I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico a cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso. Il convertitore deve, preferibilmente, essere basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed essere in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

Tra i dati di targa deve figurare la potenza nominale dell'inverter in c.c e in c.a, nonché quella massima erogabile continuativamente dal convertitore e il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata. Tra i dati di targa dovrebbero figurare inoltre l'efficienza, la distorsione e il fattore di potenza.

---

[2] Esclusi cavi d'interconnessione (ad es.ad innesto rapido, ecc.) giacché non sono un elemento intrinseco del modulo.

Nel caso in cui il generatore fotovoltaico sia gestito come sistema IT, è necessaria la separazione metallica tra campo fotovoltaico e rete del distributore: in assenza di tale separazione (mancanza del trasformatore interno dell'inverter), i poli del campo fotovoltaico si troverebbero alternativamente al potenziale di fase o di neutro (cioè al potenziale di terra) dipendentemente dalla configurazione di accensione dei dispositivi semiconduttori. In assenza della separazione metallica realizzata all'interno all'inverter, sia con trasformatore in bassa che in alta frequenza, si può ovviare con un trasformatore di isolamento esterno a bassa frequenza (in questo caso occorrerà tenere conto del rendimento del trasformatore esterno, nella determinazione dell'efficienza complessiva dell'impianto). Nel caso di sistema IT, se si rende necessario il controllo dell'isolamento del campo fotovoltaico per rilevare il primo guasto a terra: questo può essere effettuato utilizzando dei relè di controllo di isolamento che possono essere integrati negli inverter (talune volte forniti come accessorio opzionale), oppure degli analoghi dispositivi esterni.

Gli inverter per fotovoltaico devono avere una separazione metallica tra parte in corrente continua (anche se interna al convertitore) e parte in alternata, anche al fine di non iniettare correnti continue nella rete elettrica. Se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW, tale separazione metallica può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua complessiva superiori allo 0.5% del valore efficace della componente fondamentale complessiva dei convertitori (CEI 11-20; V1).

Occorre quindi verificare il tipo di isolamento presente all'interno dell'inverter:

- se è presente un trasformatore in bassa frequenza che accoppia l'inverter alla rete del distributore non è necessario nessun altro adempimento.
- se è presente un trasformatore in alta frequenza che isola il campo fotovoltaico dall'interno dell'inverter (l'esercizio del generatore fotovoltaico come sistema IT è comunque garantito) oppure non è presente alcun trasformatore, occorre prevedere la protezione aggiuntiva citata in precedenza che può anche essere integrata nell'inverter.

L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP65; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche.

Un'ultima nota riguarda le possibili interferenze prodotte. I convertitori per fotovoltaico sono, come tutti gli inverter, costruiti con dispositivi a semiconduttore che commutano (si accendono e si spengono) ad alta frequenza (fino a 20kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche).
Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti, senza necessariamente annullarle. Inoltre le verifiche di laboratorio sono eseguite in condizioni standard che non sono necessariamente ripetute sui luoghi di installazione, dove peraltro possono essere presenti dispositivi particolarmente sensibili. Quindi, per ridurre al minimo le interferenze è bene evitare di installare il convertitore vicino a apparecchi sensibili (es. in una installazione in sottotetto tenerlo lontano dalla centralina mixer TV) e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente utilizzando cavidotti separati (sia per l'ingresso dal campo fotovoltaico che per l'uscita in ca).

4.2.1.2 Campo di funzionamento in ingresso e in uscita

Una volta individuata la tipologia di connessione alla rete (BT o MT, monofase o trifase, vedi par.4.4), occorre valutare i valori nominali di tensione e frequenza in ingresso e in uscita.

La tensione in ingresso deve tenere conto della tensione delle stringhe fotovoltaiche (par. 4.1.3). Per la tensione in uscita occorre, invece, tenere conto che i valori di tensione e frequenza devono essere compresi nel campo di funzionamento indicato sulla targhetta dell'inverter; per la rete dei distributori nazionali sono usualmente 230 V 50Hz (400 V in trifase)[3].

La frequenza della rete dei distributori nazionali è molto stabile, tant'è che le protezioni di frequenza sono tarate per intervenire con deviazioni di ±0.3 Hz. Esistono, però, situazioni particolari, tipicamente reti di distributori che localmente sono alimentate da gruppi elettrogeni, dove i parametri di rete sono caratterizzati da un minore grado di stabilità: in questo, caso deve essere possibile intervenire (in accordo con il proprietario della rete) sui parametri della protezione di interfaccia allargandone la finestra di insensibilità (ad esempio a ±1Hz) peraltro senza che questa operazione pregiudichi il funzionamento dell'inverter.

Per quanto riguarda la tensione in ingresso occorre tenere conto che sia che si configuri il campo fotovoltaico adattandolo al modello di inverter preferito o che si debba scegliere l'inverter idoneo alla configurazione delle stringhe adottata, vanno valutate attentamente le condizioni estreme di funzionamento per avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter.

Per ogni modello di inverter è definita la massima tensione continua applicabile in ingresso. La tensione a vuoto del campo fotovoltaico, stimata alla minima temperatura di funzionamento prevista, deve, quindi, essere inferiore a tale valore di tensione. Su alcuni modelli d'inverter, lo stadio d'ingresso è costituito da un banco di condensatori, quindi l'inserzione sul campo fotovoltaico causa un breve spunto di corrente, pari alla corrente di cortocircuito del campo/sottocampo fotovoltaico collegato ai morsetti (somma delle correnti di cortocircuito delle stringhe collegate), che non deve fare intervenire eventuali protezioni interne.

Ogni modello d'inverter è caratterizzato da un campo di valori di tensione d'ingresso di normale funzionamento; è importante, ai fini dell'efficienza complessiva dell'impianto, che il convertitore riesca a fare lavorare il campo fotovoltaico sempre nelle condizioni di massima potenza: da questo punto di vista il valore minimo di funzionamento è il più importante, in quanto indica la minima tensione continua in ingresso che mantiene accesa la logica di controllo e/o permette la corretta erogazione nella rete del distributore anche a basse insolazioni (alba e tramonto).

Al crescere della temperatura della cella fotovoltaica, la tensione di massima potenza del campo si abbassa. Pertanto, nella scelta dell'inverter, occorre stimare la tensione del campo alla temperatura massima della cella e verificare che sia maggiore della tensione minima di funzionamento dell'inverter in MPPT.

Alcuni convertitori adottano un valore minimo di funzionamento della tensione c.c. in ingresso, variabile dinamicamente con l'ampiezza della tensione della rete del distributore: al crescere della tensione della rete del distributore viene elevato il limite inferiore di funzionamento. In questo caso occorre valutare la tensione della rete del distributore normalmente presente nel punto di consegna (tenendo conto dell'ulteriore aumento di tensione indotto dall'inverter in erogazione) ed il suo effetto sul funzionamento c.c. dell'inverter per evitare che un dimensionamento eseguito sui soli valori nominali porti il generatore fotovoltaico a lavorare al di fuori delle condizioni di massima potenza pregiudicando l'efficienza complessiva. E' consigliabile comunque riferirsi sempre al Manuale d'uso del prodotto o contattare il Costruttore/Rivenditore. Il diagramma in Figura 4.2 illustra sinteticamente i concetti precedenti.
Al fine di valutare la resa energetica del convertitore, in Figura 4.3 sono presentate tipiche curve di rendimento di inverter, normalizzate rispetto alla potenza nominale di uscita.
Da tale figura si evince che il rendimento massimo si ottiene tra il 40% e l'80% della potenza nominale dell'inverter, corrispondente al livello di potenza al quale l'inverter lavora per la maggior parte del periodo di funzionamento.

---

3 Si noti che entro l'anno 2008 la tensione unificata a livello europeo dovrebbe iniziare ad essere 230/400 V con tolleranza + 6% e - 10%. In Italia ciò non sarà possibile fintanto che la Legge n. 105 del 8 marzo 1949, che stabilisce 230/380 Vca, non sarà abrogata.

Il rendimento massimo η_{max} è indicato nei fogli tecnici illustrativi che il costruttore fornisce a corredo dell'inverter.

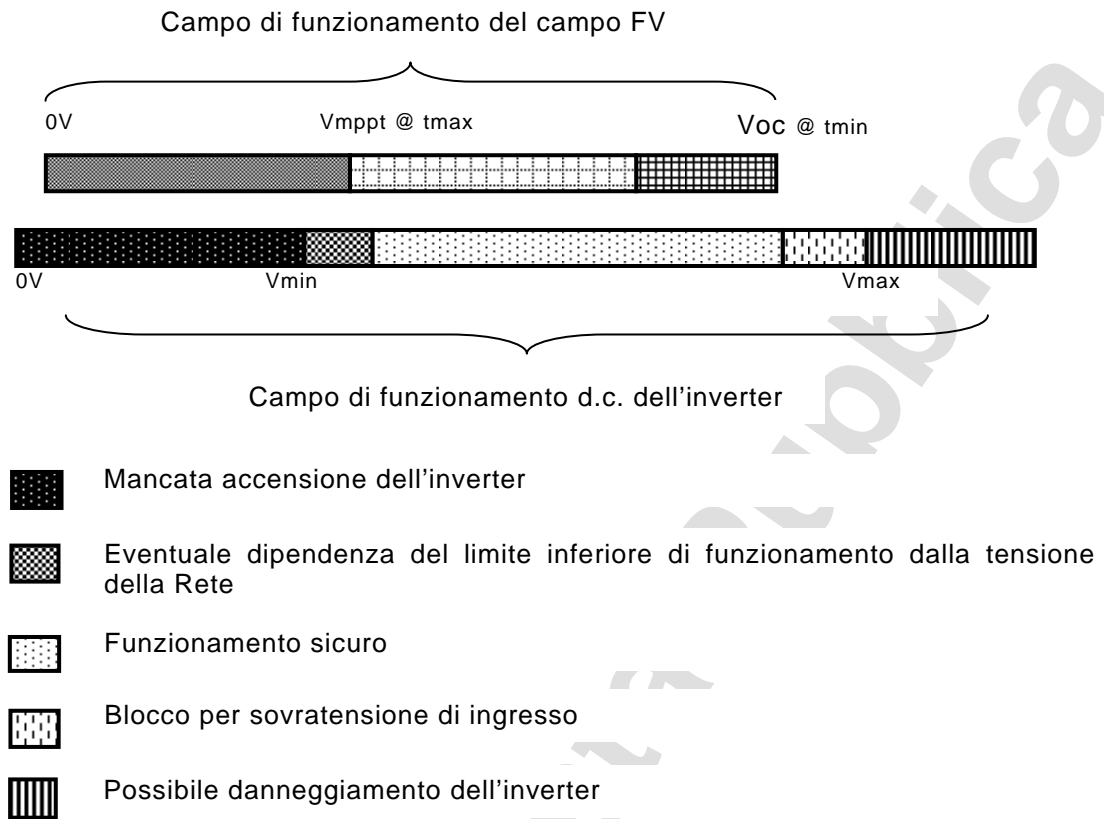
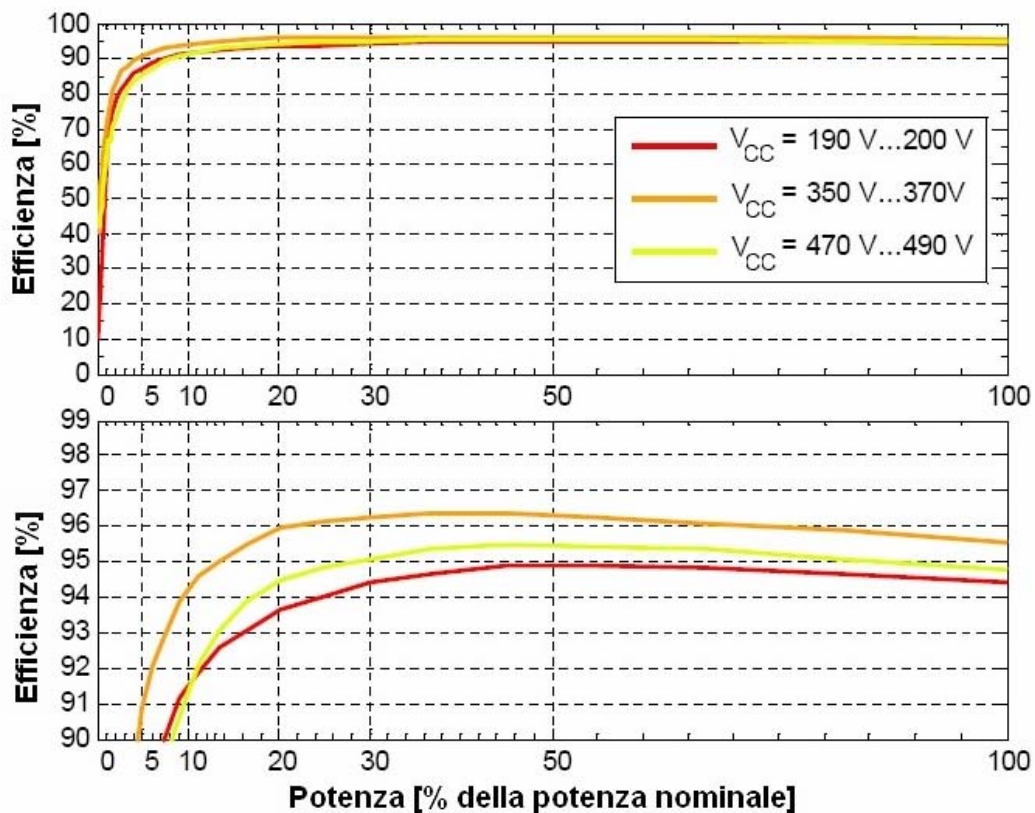



Figura 4.2 – Diagramma di accoppiamento fra campo fotovoltaico e inverter

Figura 4.3 - Tipiche curve di rendimento di inverter

4.2.1.3 Configurazione del sistema di conversione

Nella scelta dell'inverter occorre tenere conto che, in base alla potenza da erogare si determina il tipo di connessione alla rete del distributore: quando la potenza afferente supera i 6 kW (CEI 11-20;V1) diventa obbligatoria la connessione trifase, mentre per potenze inferiori la connessione monofase è adeguata. Qualora sia adottata la connessione trifase, questa può essere ottenuta utilizzando inverter con uscita trifase oppure inverter monofasi in configurazione trifase (tipicamente connessi tra una fase di Rete ed il neutro).

Nel caso di utilizzo di più inverter monofasi in configurazione trifase, è opportuno che essi siano distribuiti equamente sulle tre fasi della rete del distributore in modo da minimizzare lo squilibrio nelle potenze erogate, che secondo la CEI 11-20; V1 deve essere contenuto entro i 6kW. Deve essere previsto un organo di interfaccia, unico per l'intero impianto, asservito ad un'unica protezione di interfaccia o alle protezioni di interfaccia integrate negli inverter, quando presenti ([4]). Per potenze fino a 20 kW (CEI 11-20; V1) la funzione può essere svolta da dispositivi di interfaccia distinti fino ad un massimo di tre.

Una volta scelta la tipologia (monofase/trifase), va scelto se utilizzare un unico convertitore o suddividere l'impianto in sotto-impianti collegati ad un proprio inverter, ciascuna configurazione presenta vantaggi e svantaggi.

4.2.1.4 Scelta dell'inverter e della sua installazione.

La scelta del modello di inverter e della sua taglia, va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata. Si può stimare la taglia dell'inverter, scegliendo tra 0,75 e 0,90 il rapporto tra la potenza attiva erogata nella rete del distributore e la potenza nominale del generatore fotovoltaico; questo rapporto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative (temperatura di lavoro, sporcizia accumulata sul vetro anteriore, cadute di tensione sulle connessioni elettriche, ..) e del rendimento degli inverter. Tale rapporto è però fortemente dipendente dalle condizioni d'installazione dei moduli (latitudine, inclinazione, temperatura ambiente, ecc) che possono far variare consistentemente la potenza generata. Per questo motivo, l'inverter è provvisto di una limitazione automatica della potenza erogata, che consente di ovviare a situazioni dove la potenza generata diventa maggiore di quella normalmente prevista.

Dopo aver scelto il modello d'inverter, occorre porre attenzione all'ambiente d'installazione. La prima scelta da effettuare è il luogo d'installazione; questo può essere in interno o in esterno, a secondo del grado di protezione dell'inverter e delle indicazioni fornite dal costruttore.

E' bene tuttavia, anche per inverter classificati da esterno, evitare l'esposizione diretta alla luce del sole per evitare inutili riscaldamenti prodotti dall'energia solare incidente.

Dopo avere assicurato all'inverter un ambiente idoneo al suo grado di protezione, occorre garantire adeguate temperature e ventilazioni in quanto sono cruciali per le prestazioni dell'inverter: ogni convertitore è caratterizzato da un campo di temperature ambiente all'interno del quale può operare con sicurezza e da una temperatura di riferimento alla quale è definita la potenza nominale. La temperatura di riferimento può non coincidere col campo delle temperature di funzionamento. Allontanandosi dalla temperatura di riferimento, l'inverter può limitare la potenza erogata al fine di mantenere sotto controllo la temperatura dei semiconduttori e salvaguardarne l'integrità; un riscaldamento eccessivo può portare al blocco dell'inverter per sovra temperatura. Occorre quindi un'attenta valutazione della temperatura ambiente che si stabilirà in prossimità dell'inverter per capire se nei momenti di maggiore produzione, che coincideranno coi momenti più caldi della giornata, l'inverter sarà in grado di immettere in rete la massima potenza disponibile, o sarà costretto a limitare la potenza erogata.

---

[4] Si ricorda che la protezione di interfaccia, sia interna che esterna all'inverter, deve essere documentata dall'esito di prove di tipo, eseguite presso un laboratorio accreditato, secondo le indicazioni della società di distribuzione.

Configurazione ad inverter singolo (o centralizzato)	
Vantaggi	
Minore costo dell'inverter	Il costo dell'inverter per unità di potenza tende a diminuire al crescere della sua potenza nominale.
Maggiore rendimento	E' tecnicamente ed economicamente più semplice ottenere convertitori ad elevato rendimento, se la potenza nominale è maggiore.
Maggiore affidabilità e semplicità di manutenzione	Gli inverter di potenza maggiore sono, in genere, dimensionati per tensioni elevate per cui sono meno sensibili ai transitori della rete del distributore. Sono più semplici il controllo e la ricerca dei guasti su un unico convertitore.
Maggiore semplicità di monitoraggio e maggiore economicità dell'impianto di telecontrollo	E' più semplice e più sicuro telecontrollare un inverter rispetto a molti inverter: la rete di telecomunicazione è meno estesa e viene, quindi, ridotta la probabilità di captare disturbi o, nei casi estremi, di subire fulminazioni indotte sui canali di comunicazione.
Svantaggi	
Perdita di produzione in caso di guasto	In caso di guasto si arresta una parte importante dell'impianto. La probabilità di un evento di guasto è proporzionale al numero degli inverter utilizzati.
Grado di protezione non adatto all'esterno	In genere gli inverter di potenza elevata (per semplicità di ventilazione, presenza di organi di manovra ed altro) sono caratterizzati da un grado di protezione IP inferiore a 65: non sono quindi adatti ad essere collocati all'aperto.
Non adatto a campi fotovoltaici frazionati, se il frazionamento è per potenze modeste.	Se il generatore fotovoltaico è suddiviso su più superfici ridotte e diversamente inclinate e/o orientate, l'inverter singolo sfrutta meno bene le potenzialità dei singoli sottocampi, al variare dell'irraggiamento solare.

Configurazione ad inverter multiplo (o di stringa)	
Vantaggi	
Adatto all'installazione in esterno	Gli inverter di piccola potenza presentano, in genere, un grado di protezione IP65 e sono installabili all'esterno. E' quindi utile collocarli in prossimità del relativo sottocampo, con riduzione dei costi di cablaggio.
Minore costo di cablaggio delle stringhe	È possibile evitare l'installazione di quadri elettrici di parallelo stringhe
Adatto all'utilizzo con campi fotovoltaici frazionati	Se il generatore fotovoltaico è suddiviso su più superfici ridotte e diversamente inclinate e/o orientate l'utilizzo di un inverter per ogni sottocampo permette uno sfruttamento migliore delle singole situazioni di radiazione solare.
Monitoraggio delle stringhe e pronta individuazione dei loro eventuali guasti.	L'installazione di inverter di stringa rende possibile, mediante le funzionalità degli stessi inverter, il monitoraggio delle correnti delle singole stringhe, permettendo di individuare prontamente le eventuali stringhe non funzionanti. Questo vantaggio viene ovviamente perso nel caso in cui più stringhe siano collegate in parallelo all'ingresso dello stesso inverter. Analogamente, è da dire che, da recente, sono disponibili anche inverter centralizzati dotati di opzioni che permettono la misura delle correnti di stringa.
Svantaggi	
Ripple nella sezione d.c. degli inveter monofasi	La potenza erogata da un inverter monofase è caratterizzato da un andamento periodico a 100 Hz (due volte la frequenza di rete), che si ripercuote sulla parte c.c. (lato campo fotovoltaico) dell'inverter, aggravandone lo stress e ripercuotendosi sul rendimento.

Dalla documentazione tecnica fornita dal costruttore, ricavare la massima temperatura alla quale può essere erogata la potenza estratta dal campo fotovoltaico, se questa è inferiore alla temperatura prevista, installare l'inverter in un luogo diverso o migliorare la ventilazione del locale.
La ventilazione dell'inverter è estremamente importante al fine di garantirne le sue prestazioni. Il problema è particolarmente rilevante per installazioni in interno. Gli inverter, specie se a raffreddamento naturale (senza ventilatori), richiedono adeguate distanze di rispetto (spazi che devono essere lasciati liberi attorno all'inverter per permettere la circolazione dell'aria di raffreddamento), che sono indicate nei manuali a corredo.

Se l'inverter è racchiuso in un quadro elettrico, ne va valutata la dissipazione termica Pd, mediante la seguente formula.

$$P_d = P_{nom} * (1 - \eta_{100})$$

La potenza dissipata Pd, che tiene conto dell'efficienza dell'inverter η_{100} alla potenza nominale Pnom, va sommata alle altre dissipazioni eventualmente presenti, al fine di determinare la potenza che il quadro deve dissipare verso l'ambiente esterno.
Ogni quadro elettrico ha una resistenza termica R_{TH} inversamente proporzionale alla sua superficie esterna; il salto termico fra ambiente interno ed ambiente esterno è pertanto:

$$\Delta T = R_{TH} * P_d$$

La temperatura finale interna al quadro elettrico è, quindi:

$$T_{quadro} = T_{amb} + \Delta T$$

Se T*quadro* risulta maggiore della temperatura massima di funzionamento per l'inverter, occorre ridurre il salto termico con l'ausilio di ventilatori per l'asportazione di aria calda dall'interno del quadro. In questo caso, la portata dei ventilatori da installare si determina come:

$$Q = \frac{P_d K_1 K_2}{\rho C_p \Delta T}$$

dove:
Q portata del ventilatore [m^3/h]
Pd potenza dissipata [W]
ρ densità dell'aria (1.293kg/m3 @ T=0°C, h=0m s.l.m.)
Cp calore specifico dell'aria (1004Ws/kgK @ T=0°C h=0m s.l.m.)
K1 fattore che dipende dalla temperatura ambiente (1 @ T=0°C, 1.128 @ T=35°C)
K2 fattore che dipende dall'altezza sul livello del mare (1 @ 0m s.l.m., 1.13 @ 1000m s.l.m.)
ΔT differenza di temperatura tra interno ed esterno quadro.

Oppure più semplicemente:

$$Q = 3.5 \frac{P_d}{\Delta T}$$

Per migliorare l'efficienza energetica del sistema, i ventilatori del quadro elettrico possono essere termostatati (ovvero l'aspirazione viene avviata tramite termostati solo quando la temperatura interna supera i 35°C-40°C o quando si possa formare condensa).

4.2.2 I cavi

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi (normalmente in classe d'isolamento II) terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli, oppure con connettori rapidi stagni collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette. Questi connettori devono avere grado di protezione sufficiente (normalmente IP65) ed essere realizzati, cosi come i cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, per garantire il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 25 anni).

I cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione (indicativamente entro il 2%), ma la loro sezioni è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore viene calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, per posa in aria, e CEI-UNEL 35026, per posa interrata, applicando ai valori individuati, dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa. Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla massima corrente di utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

I cavi di energia dovranno essere sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio. In particolare, la discesa dei cavi occorre che sia protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento al quadro elettrico e agli inverter avvenga garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi.

La messa in opera dei cavi di energia viene realizzata in modo da evitare, durante l'esercizio ordinario, eventuali azioni meccaniche sugli stessi.

4.2.3 Gli organi di manovra

Per ragioni funzionali e di sicurezza, i circuiti elettrici sono dotati di dispositivi di manovra ed interruzione per:

- sezionamento, per poter eseguire lavori elettrici;
- interruzione, per poter eseguire lavori non elettrici, su apparecchiature;
- interruzione di emergenza, di fronte al rischio di un pericolo imminente;
- comando funzionale, per aprire o chiudere il circuito per motivi funzionali.

4.2.3.1 Sezionamento

Solitamente, ogni impianto elettrico è munito di un sezionatore che permette di separarlo da qualsiasi possibile alimentazione per motivi legati alla sua conduzione, al suo esercizio ed alla sua manutenzione.
Negli impianti fotovoltaici, invece, il generatore fotovoltaico genera tensione non appena su esso incide l'irraggiamento solare, anche nella fase di costruzione e, quindi, se non vi è altro modo di intervenire, potrebbe essere necessario eseguire un lavoro elettrico sotto tensione.
Pertanto, per poter eseguire lavori di tipo elettrico, ma anche non elettrico, sugli impianti fotovoltaici, si deve far riferimento alla Norma CEI 11-27 che riporta le prescrizioni riguardanti sia i profili professionali delle persone coinvolte in lavori sotto tensione, sia l'operatività necessaria per poter operare in sicurezza. La Norma succitata, tra l'altro, rappresenta un buon veicolo per raggiungere la completa comprensione dell'utilità dei sezionatori presenti negli impianti elettrici di qualsiasi livello di tensione.

Il sezionamento nel caso di impianti fino a 1000V è considerato efficace quando è realizzato per mezzo di:

- sezionatori;
- apparecchi di interruzione idonei (che possiedono i requisiti specificati nella Noma CEI 64-8/5), previa disinserzione di eventuali organi di comando a distanza;
- prese a spina;
- cartucce per fusibili;
- barrette.

Nel caso non sia installato uno dei dispositivi suddetti, il sezionamento può essere effettuato mediante sconnessione fisica dei conduttori dal punto di alimentazione ed adeguato isolamento o allontanamento delle loro estremità, ad esempio con connettori ad innesto rapido.

Non sono accettabili quali dispositivi di sezionamento i morsetti e i dispositivi statici di interruzione (semiconduttori).

Sezionamento del conduttore neutro

Per gli impianti a tensione uguale o inferiore a 1000 V, riguardo al sezionamento del conduttore di neutro, va tenuto presente che:

- nei sistemi TN-C il conduttore PEN non deve essere mai sezionato;
- nei sistemi TN-S non è richiesto il sezionamento del neutro, salvo nei circuiti a due conduttori fase-neutro, quando tali circuiti abbiano a monte un dispositivo di interruzione unipolare sul neutro, per esempio un fusibile;
- nei sistemi utilizzatori TT e IT il conduttore di neutro deve essere sempre sezionato.

4.2.3.2 Comando di emergenza

I dispositivi di arresto di emergenza devono essere per numero, forma e dislocazione rapidamente accessibili ed azionabili dall’operatore con una sola manovra da posizione sicura (ad esempio pulsante a fungo con ritenuta, posizionato sul quadro elettrico principale).

Il dispositivo di arresto di emergenza deve essere onnipolare.

Una volta azionato, il dispositivo di arresto di emergenza deve rimanere nella posizione di aperto senza richiedere, per ovvie ragioni, l’azione continua dell’operatore.

Il ripristino nella posizione di riposo del dispositivo d’emergenza, inserito sul circuito di comando della macchina e sul circuito di comando a distanza dell’organo d’interruzione, non deve determinare da solo la richiusura del circuito di potenza.

In impianti fotovoltaici, il dispositivo di emergenza dovrebbe comandare almeno l’apertura del circuito di ingresso e di quello di uscita dell’inverter.

4.2.3.3 Comando funzionale

Il comando funzionale non deve essere necessariamente onnipolare; nei circuiti monofasi è spesso unipolare.
Nei circuiti fase neutro, l’interruttore unipolare va inserito sul conduttore di fase e non sul conduttore di neutro.
Nei circuiti fase–fase si può usare il comando funzionale bipolare, ma è consentita anche la doppia interruzione unipolare.

4.2.3.4 L’interruttore generale

Un cenno particolare merita l’interruttore generale. Esso è un interruttore onnipolare posto fra la rete del distributore e l’impianto utilizzatore in bassa tensione. La sua funzione può essere molteplice, ma potendo svolgere la funzione di sezionamento, può servire per il comando d’emergenza, a patto che risponda ai requisiti di tale dispositivo.

4.2.3.5 Normativa di riferimento per i dispositivi di manovra ed interruzione in bassa tensione.

I dispositivi manovra ed interruzione in corrente alternata adottano comei riferimento le norme CEI 17-5 (dispositivi industriali) e le CEI 23-3 (dispositivi per uso domestico e similare).
Per i dispositivi in corrente continua si può, invece, fare riferimento alle CEI 9 (Trazione) fascicoli 26 (serie)

Si precisa, al riguardo, che in bassa tensione i dispositivi in corrente alternata possono essere usati anche sulla corrente continua a patto che il costruttore indichi separatamente e specificatamente i dati di targa per i due modi di funzionamento.

4.2.4 Gli strumenti di misura

4.2.4.1 Misure per indicazione dello stato di un impianto di piccola taglia

Per impianti di piccola taglia (potenza < 20 kW) le misure per l'indicazione dello stato dell'impianto sono generalmente effettuate all'interno dell'inverter e i relativi risultati vengono presentati tramite display dell'inverter.

4.2.4.2 Misure per indicazione dello stato di un impianto di media o grande taglia

Nel caso di impianti di media o grande taglia (potenza > 20 kW e < 1 MW):

- i quadri di campo devono essere dotati di strumenti per l'indicazione della tensione e della corrente della parte del generatore fotovoltaico ad esso collegato;
- la sezione in corrente continua, oltre ad essere dotata di strumenti per l'indicazione della tensione e corrente dell'intero generatore fotovoltaico, dovrà essere provvista di un misuratore continuo dell'isolamento (che potrà essere integrato dell'inverter). Esso deve essere provvisto di indicatore sonoro e visivo di basso isolamento e contatto di blocco in presenza di anomalia. Inoltre dovrà essere dotato di indicatore a fronte quadro (o visibile attraverso sportello trasparente) con indicazione dell'isolamento su scala graduata in Mohm, con possibilità di taratura della soglia di intervento;
- la sezione in corrente alternata dovrà essere provvista di strumenti per l'indicazione della corrente e potenza in uscita dal gruppo di conversione e della tensione di rete del Distributore.

In termini di accuratezza delle misure si fa presente che la precisione complessiva dell'intera catena di misura, ivi compreso i sensori e/o eventuali condizionatori di segnale, deve essere migliore del 2% per i segnali di tensione, corrente e impedenza.

4.2.4.3 Misure per monitoraggio standard

Ciascun sottosistema fotovoltaico deve essere dotato di un sistema di misura dell'energia prodotta (cumulata) e delle relative ore di funzionamento: a tal fine, può essere impiegata l'eventuale strumentazione di misura in dotazione ai gruppi di conversione della potenza.

4.2.4.4 Misure per monitoraggio analitico

L'acquisizione dei dati di funzionamento di un impianto fotovoltaico deve essere effettuata tramite idonei sistemi di acquisizione dati (SAD), in accordo alla norma IEC 61724. In particolare, per un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore la norma prevede la misura dei parametri: riportati nella seguente Tabella 4.1:

GRANDEZZE	SIMBOLO	UNITA' MIS.
1) Meteorologiche		
Irraggiamento solare sul piano moduli	G_i	W/m^2
Temperatura ambiente (all'ombra)	T_{am}	°C
2) Campo Fotovoltaico		
Temperatura dei moduli	T_m	°C
Tensione in uscita	V_c	V
Corrente totale in uscita	I_c	A
3) Uscita Inverter in corrente alternata		
Corrente totale in uscita	I_i	A
Potenza attiva in uscita	P_i	W
4) Rete elettrica del distributore		
Tensione nodo inverter/rete del distributore.	V_r	V
Potenza attiva trifase	Ptrif.	W
Energia elettrica immessa in rete	EPVi	kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete	EPVp	kWh

Tabella 4.1 - Grandezze per monitoraggio analitico di un impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore

I segnali devono essere rilevati e messi a disposizione su morsettiera utilizzando la seguente tipologia di sensori/convertitori:

- Irraggiamento solare: misurato con polarimetro che dovrà essere installato su un piano parallelo al piano dei moduli in posizione centrata rispetto al campo fotovoltaico e tale da non provocare ombreggiamenti reciproci.
- temperatura moduli: misurata con sonda termometrica a francobollo Pt100 in tecnica a 4 fili incollata sul retro di una cella centrale di un modulo selezionato tra quelli posizionati nella zona centrale del generatore fotovoltaico;
- sonda termometrica idonea per la misura della temperatura ambiente (all'ombra);
- correnti continue ed alternate misurate tramite convertitori ad inserzione diretta con foro passante, segnali in uscita 0-10 Vcc;
- tensioni continue campo fotovoltaico misurate tramite convertitore ad inserzione diretta con segnale in uscita 0-10 Vcc;
- tensione alternata misurata tramite convertitore ad inserzione diretta con segnale di uscita 0-10 Vc.c;
- potenza attiva misurata con convertitore monofase o trifase ad inserzione semindiretta (tramite TA 15/5), con segnale di uscita ± 0-10 Vcc;

In termini di accuratezza delle misure si fa presente che la precisione complessiva dell'intera catena di misura, ivi compreso i sensori e/o eventuali condizionatori di segnale, deve essere migliore del 5% per l'irraggiamento solare; di 1°C per la temperatura; del 2% per i segnali di tensione, corrente e potenza.

4.2.4.5 Misure fiscali e tariffarie

Gli impianti di generazione devono essere dotati di contatore per la misura dell'energia elettrica prodotta ed autoconsumata (DL 504/1995, art. 52), conforme alle prescrizioni dell'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF), sigillabile, dotato di certificato di taratura e con visualizzazione a vista, assoggettato ad I.E.C. (Imposta Erariale di Consumo), nonché ad addizionale locale (DL 511/88) ed erariale (DL 332/89). Questi consumi possono essere anche forfettizati.

Inoltre, si ricorda che chiunque esercisca tali impianti deve farne denuncia all'UTF competente per territorio che, eseguita la verifica, rilascia licenza d'esercizio, soggetta al pagamento di un diritto annuale (DL 504/1995, art. 53).

Qualora si debba misurare l'energia prodotta dall'impianto (ad esempio per beneficiare di tariffe incentivanti), dovrà essere prevista la possibilità di misurare mediante idoneo contatore (sigillabile e dotato di certificato di taratura) l'energia elettrica all'uscita del gruppo di conversione, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore . In questo caso il contatore sarà posizionato in un posto facilmente accessibile per la sua lettura, prevedendo la sigillatura dei morsetti in uscita dal gruppo di conversione e all'ingresso del contatore.

Specifiche esenzioni fiscali sono previste dalle seguenti tipologie di impianti:

- gli impianti ad energia rinnovabile, e fra questi gli impianti fotovoltaici, non sono soggetti ad I.E.C. (Legge n. 133/99 e Legge n. 338/00);
- gli impianti fotovoltaici di taglia inferiore a 20 kW (Legge n 133/99) non sono assoggettati ad addizionale locale ed erariale, ne devono essere denunciati all'UTF, giacché non necessitano di licenza di esercizio.

4.3 Le protezioni

Gli impianti fotovoltaici devono essere dotati da opportuni sistemi di protezione, alla stregua di qualsiasi sistema elettrico di produzione.

Nel caso particolare di inserimento di un impianto fotovoltaico in una rete elettrica d'utente, già esistente, ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa viene ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente adeguata o protetta.

Si richiama l'attenzione su quanto gia precisato nel par. 4.2.1 (gruppi di conversione) ricordando che deve essere prevista la separazione metallica tra la parte in corrente continua di ciascun impianto costituente l'impianto fotovoltaico e la Rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di sistemi monofasi (CEI 11-20; V1).

4.3.1 Le protezioni contro gli shock elettrici

4.3.1.1 Introduzione

I pericoli per le persone che possono venire in contatto con gli impianti e le apparecchiature elettriche derivano essenzialmente da:

- <u>contatto diretto</u>: è il caso di contatto di parti del corpo con parti attive di un circuito elettrico (ovvero conduttori o parti conduttrici) destinate ad essere in tensione durante il normale servizio;
- <u>contatto indiretto</u>: è il caso di contatto di parti del corpo con masse, cioè con involucri metallici conduttivi normalmente non in tensione ma che possono andare accidentalmente in tensione per cedimento dell'isolamento principale dell'apparecchiatura elettrica.

Il contatto di una parte del corpo con l'isolamento principale in un punto in cui vi è un cedimento è riconducibile al caso del contatto diretto.

Come noto il corpo umano, qualora sia messo in contatto con conduttori in tensione, è sottoposto al passaggio di corrente che può, a seconda delle condizioni di contatto e della configurazione dei circuiti elettrici, superare largamente il valore sopportabile dal corpo stesso provocando lesioni temporanee o permanenti fino ad esiti letali.

L'impianto di terra viene realizzato per diverse finalità correlate alla protezione degli impianti elettrici, sia nell'esercizio normale che perturbato (ad esempio per fulminazioni), e fa sì che nelle circostanze appena dette venga preservata la sicurezza delle persone contro gli shock elettrici.

Per quanto riguarda la progettazione degli impianti di terra nei sistemi alimentati a tensione inferiore o uguale a 1 kV, si fa riferimento alla Guida CEI 64-12, basata sulla norma 64-8, mentre per i sistemi alimentati a tensione maggiore di 1 kV ci si può riferire alla Guida CEI 11-37, basata sulla Norma CEI 11-1.

Ricordando che il dimensionamento degli impianti di terra viene eseguito sulla base della corrente massima di guasto a terra, è necessario, negli impianti fotovoltaici, tener conto, anche del contributo del generatore fotovoltaico e di eventuali altre fonti di energia ad esso funzionali.

Si ricorda, inoltre, che un guasto può avvenire sia nella sezione in corrente continua che in quella a corrente alternata.

Si ricorda che le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate ad un unico dispersore.

4.3.1.2 Protezione contro i contatti diretti

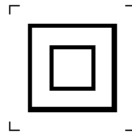
La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma.

Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono esser tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11-27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

4.3.1.3 Protezione contro i contatti indiretti

Le masse di tutte le apparecchiature devono essere collegate a terra mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8.
Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale. Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale.

Nel caso invece in cui i moduli siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato, le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una conflittualità normativa nel caso in cui le strutture di sostegno, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra. Il problema potrebbe essere superato isolando elettricamente i moduli dalla struttura di supporto (l'isolamento deve essere effettuato in modo da essere coordinato con la tensione del sistema elettrico di cui fanno parte i moduli).

Si ricorda che il simbolo che contraddistingue le apparecchiature con isolamento rinforzato o supplementare è il seguente:

Simbolo di apparecchio dotato di isolamento di classe II (IEC 60417-5172)

La norma CEI EN 60335-1:2004-04 classifica le apparecchiature secondo il loro livello di isolamento.

Apparecchio di Classe 0. Apparecchio provvisto di un involucro di materiale isolante che può costituire in tutto o in parte l'**isolamento principale**, o di un involucro metallico separato dalle parti in tensione mediante un isolamento appropriato; se un apparecchio provvisto di involucro di materiale isolante è munito di dispositivo per la messa a terra delle parti interne, esso è considerato di Classe I oppure di Classe 0I.

Apparecchio di Classe 0I. Apparecchio provvisto almeno di isolamento principale in tutte le sue parti e che incorpora un morsetto di terra, ma equipaggiato con un cavo di alimentazione privo di conduttore di messa a terra e munito di una spina senza contatto di terra.

Apparecchio di Classe I. Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche su una misura di sicurezza aggiuntiva costituita dal collegamento delle parti conduttive accessibili a un conduttore di protezione di messa a terra che fa parte della rete di alimentazione in modo che le parti conduttive accessibili non possano diventare pericolose in caso di guasto dell'isolamento principale; il conduttore di protezione deve far parte del cavo di alimentazione se esistente.

Apparecchio di Classe II. Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche sulle misure di sicurezza aggiuntive costituite dal doppio isolamento o dall'**isolamento rinforzato**. Queste misure escludono la messa a terra di protezione e non dipendono dalle condizioni d'installazione.

Si ricorda, inoltre, che le parti conduttrici accessibili di un circuito a doppio isolamento non devono essere collegate a terra, a meno che ciò sia previsto dalle prescrizioni di costruzione del relativo componente elettrico.

Infine, in merito alle protezione contro i contatti indiretti nelle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici e, in particolare, nelle palificazioni metalliche, non è possibile dare indicazioni perentorie sul collegamento a terra delle stesse (…mettiamo tutto a terra!!), ma il progettista deve valutare se la struttura o la palificazione costituisce una massa o una massa estranea oppure se essa è indifferente dal punto di vista elettrico. Se la struttura o la palificazione costituisce una massa, il collegamento a terra va effettuato, in caso contrario potrebbe essere necessario effettuare una misura per valutare la resistenza a terra del manufatto:

- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore inferiore a 1000 Ω, il manufatto dovrà essere collegato al collegamento equipotenziale, a sua volta collegato a terra tramite il collettore principale di terra;
- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore uguale o superiore a 1000 Ω, il manufatto non dovrà essere collegato a terra

4.3.1.4 Esclusione dal collegamento a terra

Si ricorda che i sistemi a tensione nominale minore o uguale a 50 V se a corrente alternata o a 120 V se in corrente continua (non ondulata) possono essere realizzati anche come sistemi a bassissima tensione di sicurezza (SELV: Safety Extra Low Voltage) quando:

- sono alimentati da sorgenti autonome o di sicurezza
- hanno una separazione di protezione verso altri sistemi elettrici
- non hanno punti a terra

La sorgente autonoma può essere una batteria, un piccolo gruppo elettrogeno, un trasformatore di sicurezza o anche un generatore fotovoltaico.

La separazione verso altri sistemi elettrici può essere o un isolamento doppio o rinforzato oppure uno schermo metallico messo a terra.

Il sistema SELV non deve avere punti a terra perché la terra può introdurre nel sistema un potenziale pericoloso.

I sistemi SELV sono sicuri dal punto di vista del contatto diretto ed indiretto almeno nei luoghi ordinari (tenendo conto, però, che per tensioni superiori a 25 Vca o 60 Vcc occorre separare le parti conduttrici con una barriera IP2X o IPXXB). Nei luoghi speciali, quali cantieri o ad uso medico, i limiti massimi di tensione del sistema SELV scendono a 25 Vca o 60 Vcc.

4.3.1.5 Unicità dell'impianto di terra

Generalmente la messa a terra di protezione di tutte le parti di un impianto e tutte le messe a terra di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi devono essere effettuate collegando le parti interessate a un impianto di terra, che si consiglia unico.

In particolare, per gli impianti di bassa tensione, la Norma CEI 64-8 suggerisce normalmente l'impianto di terra unico.

Si ricorda, inoltre, che nei centri urbani con particolari caratteristiche di densità della popolazione e di cabine elettriche MT/BT tra loro interconnesse attraverso le guaine dei cavi di MT, potrebbe sussistere la condizione di un "impianto di terra globale", definito nella Norma CEI 11-1. In tale situazione, che dovrebbe essere dichiarata dal distributore competente per territorio, la Guida CEI 11-37 e la Guida CEI 64-12 ne illustrano le particolarità.

4.3.2 Le protezioni da sovratensioni

4.3.2.1 Considerazioni generali

Gli impianti fotovoltaici, essendo tipicamente dislocati all'esterno di edifici e spesso sulla loro sommità, risultano essere esposti a sovratensioni derivanti da scariche atmosferiche sia di tipo diretto (struttura colpita dal fulmine) che indiretto (fulmine che si abbatte nelle vicinanze).

Normalmente la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici è costituita da carpenteria metallica montata sulla copertura dell'edificio in aderenza alla sagoma dell'edificio stesso (tetti a falda con buona esposizione) oppure con sopraelevazione limitata rispetto alla sagoma (tetti piani con campo fotovoltaico su cavalletti in carpenteria di acciaio zincato con altezza non superiore a 1.5 m). Di conseguenza, nella maggior parte dei casi, l'installazione dell'impianto fotovoltaico non altera significativamente l'esposizione alle fulminazioni dirette e non si rende necessario alcun provvedimento specifico, lasciando separato, se esistente, l'impianto di protezione dell'edificio.

Tuttavia, zone ceerauniche particolari o situazioni impiantistiche specifiche richiedono una adeguata valutazione sulla necessità di collegare la struttura di sostegno dell'impianto fotovoltaico all'impianto di protezione esistente oppure richiedono di apportarvi modifiche oppure impongono di realizzare un nuovo impianto di protezione. Nel seguito viene esaminato qualche caso esemplare e sono richiamate le norme applicabili.

Le scariche atmosferiche non sono le uniche cause delle sovratensioni sulle linee. Le sovratensioni possono essere causate, tipicamente, dalla chiusura o dall'apertura di contatti o dall'intervento di fusibili. Questi eventi, maggiormente frequenti in ambienti industriali, interessano, tipicamente, la sezione c.a. del sistema fotovoltaico, mentre le scariche atmosferiche interessano sia la sezione c.c. che quella c.a.

4.3.2.2 Fulminazione diretta

Nel caso esista un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche, la messa a terra di protezione può essere stata collegata a quella per la protezione dai fulmini. In questo caso, particolare attenzione deve essere data ai collegamenti tra gli organi di captazione e i dispersori a terra. Infatti, le calate di protezione dai fulmini devono essere realizzate con criteri diversi da quelli dei normali conduttori di protezione e quindi devono essere separati da questi ultimi.

La norma CEI 81-1 fornisce il metodo di calcolo del numero medio annuo Nd di fulmini che colpisce la struttura che ospita l'impianto fotovoltaico. Se il numero medio di fulmini che colpisce la struttura Nd è inferiore al numero medio annuo di fulmini accettabili Na per quella struttura, secondo la norma CEI 81-1 l'edificio è autoprotetto e non richiede l'impianto LPS[5] esterno, viceversa l'impianto LPS è richiesto. Un differente approccio al problema è contenuto nella norma CEI 81-4, la quale valuta invece il rischio confrontandolo col rischio accettabile per la particolare struttura.

Ai fini della presente guida si considerano i calcoli effettuati applicando la norma CEI 81-1. In casi specifici, motivati dal valore della struttura, ovvero dall'estensione del sistema fotovoltaico rispetto alla struttura stessa, le valutazioni che seguono tengono conto dell'analisi condotta utilizzando la norma CEI 81-4.

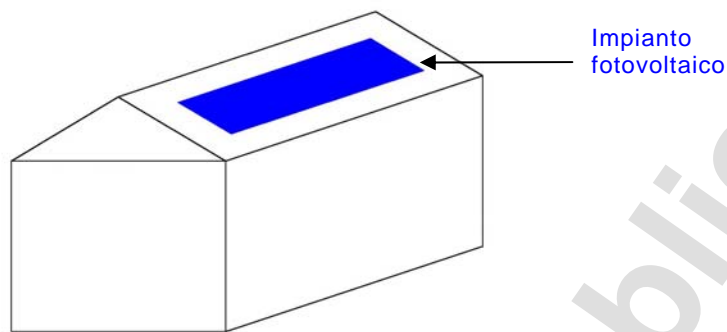
Nel seguito si esaminano alcuni casi tipici di installazioni fotovoltaiche su edifici e vengono riportate delle considerazioni utili alla scelta degli interventi sull'eventuale impianto LPS.

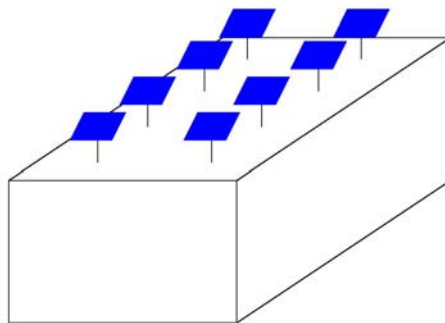
Struttura autoprotetta

Generalmente, l'installazione di un impianto fotovoltaico non comporta precauzioni aggiuntive nei riguardi della fulminazione diretta. Nel caso, invece, in cui la presenza dell'impianto fotovoltaico alteri in maniera significativa la sagoma della copertura (ad esempio, costituendo un'elevazione importante), occorre riconsiderare il comportamento dell'edificio nei confronti della fulminazione diretta.

---

5 **LPS** (Lighting Protection System) o Sistema di protezione contro i fulmini. L'intero sistema usato per proteggere una struttura contro gli effetti del fulmine. Esso è costituito da impianti di protezione sia esterni (formati da captatori, calate e dispersore) che interni (tutte le misure di protezione atte a ridurre gli effetti elettromagnetici della corrente di fulmine entro la struttura da proteggere). In casi particolari un LPS può essere costituito soltanto da un LPS esterno o da un LPS interno (CEI 81-1).

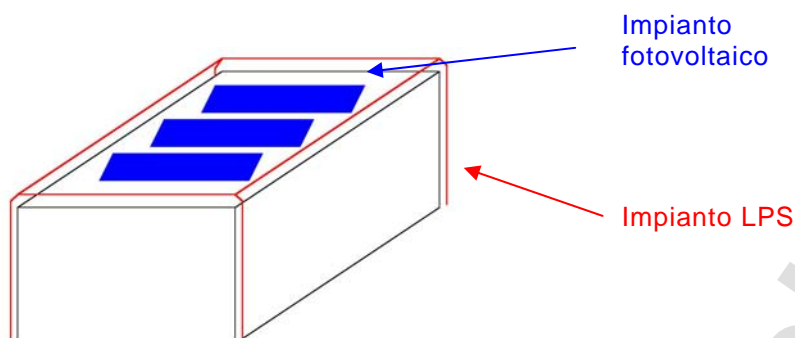
Caso 1a - L'edificio è autoprotetto e quindi non ha necessità dell'impianto LPS.

L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio e quindi la frequenza di fulminazioni. Non è necessaria alcuna precauzione specifica contro il rischio di fulminazione.

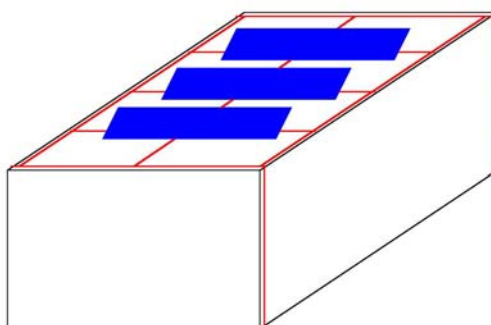
Caso 1b - L'edificio è autoprotetto e quindi non ha necessità dell'impianto LPS.

L'impianto fotovoltaico altera la sagoma dell'edificio e occorre quindi riconsiderare la frequenza di fulminazioni sullo stesso. In conseguenza dell'installazione dell'impianto fotovoltaico, l'edificio potrebbe non essere più autoprotetto. Occorre quindi verificare la necessità di realizzare l'impianto LPS.

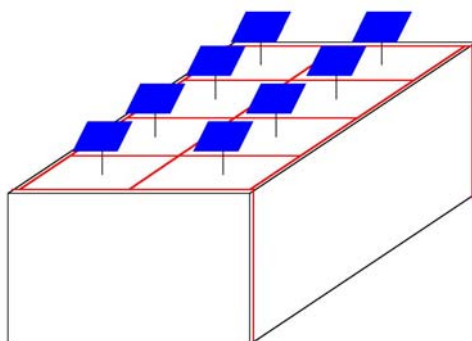
<u>Struttura non autoprotetta, con impianto LPS</u>

In questo caso, l'impianto fotovoltaico deve essere racchiuso nel volume protetto dall'impianto LPS.
Tra ogni parte dell'impianto fotovoltaico e dell'impianto LPS deve essere assicurata una distanza minima (distanza di sicurezza[6] come da norma CEI 81-1), al fine di evitare scariche laterali.
Qualora non sia possibile evitare il contatto tra gli elementi dell'impianto LPS e dell'impianto fotovoltaico, ad esempio perché il captatore dell'impianto LPS è costituito o incorpora elementi preesistenti (quali ballatoi, balaustre, pluviali, o strutture metalliche di altro tipo) ovvero non sia possibile mantenere la distanza di sicurezza tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS, è ammesso il collegamento elettrico tra le parti metalliche esterne dell'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS. In questo caso è vietato ogni altro collegamento a terra delle parti metalliche esterne dell'impianto fotovoltaico.

[6] In genere la distanza di sicurezza deve essere maggiore di 0,5 m, e va calcolata secondo la norma CEI 81-1.

Caso 2a - L'edificio non è autoprotetto ed è dotato di impianto LPS.

L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio e non occorre quindi riconsiderare la frequenza di fulminazioni sullo stesso. Se l'impianto fotovoltaico è racchiuso nel volume protetto e la distanza minima tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS è maggiore della distanza di sicurezza, non si rende necessario nessun provvedimento specifico per la protezione del nuovo impianto. In questo caso, le strutture metalliche dell'impianto non devono essere collegate al sistema di protezione da fulminazioni.

Caso 2b - L'edificio non è autoprotetto ed è dotato di impianto LPS.

L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma e non occorre quindi riconsiderare la frequenza di fulminazioni sullo stesso. La distanza minima tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS è minore della distanza di sicurezza. E' opportuno estendere l'impianto LPS e collegare allo stesso le strutture metalliche esterne dell'impianto fotovoltaico.

Caso 2c - L'edificio non è autoprotetto ed è dotato di impianto LPS.

L'impianto fotovoltaico altera la sagoma dell'edificio e può compromettere l'efficienza dell'impianto LPS. L'impianto fotovoltaico non è racchiuso nel volume protetto e la distanza minima tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto LPS è maggiore della distanza di sicurezza. In questo caso, è necessario estendere l'impianto LPS e collegare allo stesso le strutture metalliche esterne dell'impianto fotovoltaico.

Struttura non autoprotetta, senza impianto LPS

> In questo caso, si sconsiglia l'installazione dell'impianto fotovoltaico senza che si realizzi un impianto LPS adeguato.

Si ricorda infine che nel caso di fulminazione diretta si verifica **l'effetto di accoppiamento resistivo**, che si manifesta come un'elevata differenza di potenziale di carattere impulsivo tra la terra locale e la terra lontana (in cabina MT/BT). Gli effetti dell'accoppiamento resistivo possono essere mitigati schermando opportunamente le linee elettriche (tipicamente nel caso di cabina MT/BT propria), ovvero ricorrendo a dispositivi soppressori (SPD[7]). L'accoppiamento resistivo non riguarda però unicamente l'impianto fotovoltaico ma coinvolge tutto l'impianto elettrico presente nella struttura in cui è installato il generatore fotovoltaico.

La fulminazione diretta, al pari di quella indiretta, genera sovratensioni nei circuiti per accoppiamento resistivo e induttivo. L'argomento è, pertanto, trattato nella parte relativa alla fulminazione indiretta.

4.3.2.3 Fulminazione indiretta

La fulminazione indiretta crea sovratensioni nei circuiti elettrici principalmente per accoppiamento induttivo.

I circuiti in c.c. che collegano tra loro i moduli fotovoltaici hanno tipicamente la forma di anello chiuso e pertanto sono spesso la causa di accoppiamenti induttivi con i campi elettromagnetici generati dai fulmini. Come ricordato in 4.1.3.1, è necessario prevedere una disposizione dei moduli fotovoltaici e dei circuiti che li collegano, tale da ridurre al minimo l'ampiezza dell'area circoscritta dai circuiti stessi, che può risultare esposta ad induzione da scariche atmosferiche. Si raccomanda, quando possibile, di realizzare per ciascuna stringa di moduli due anelli nei quali la corrente circoli con senso opposto.

Inoltre, ai terminali dei dispositivi sensibili (organi elettromeccanici e circuiti elettronici, in particolare inverter) deve essere valutata l'opportunità di interporre un sistema di protezione, costituito da SPD, con soglie di intervento adatte alla tensione di lavoro del circuito. Tale sistema di protezione, quando se ne ravvede la necessità in base alla sensibilità dei dispositivi posti a valle, oltre a limitare la sovratensione differenziale, deve intervenire per sovratensione di modo comune.

Nell'uso di SPD si deve tenere conto della possibilità che la sovratensione superi il valore massimo dell'energia dissipabile dal dispositivo stesso. Pertanto si raccomanda di usare scaricatori con fusibile incorporato oppure di abbinare al dispositivo un fusibile coordinato.

Poiché i dispositivi limitatori di sovratensione sono in derivazione sui circuiti e non in serie, la loro perdita di efficacia non pregiudica il funzionamento dell'impianto, rendendo così difficile rilevare il mancato funzionamento del dispositivo. A questo proposito, si raccomanda di usare dispositivi con segnalazione del loro stato.

Gli inverter normalmente contengono già dei limitatori di sovratensione. In base all'esposizione dei circuiti e al livello ceraunico della zona, è necessario valutare l'opportunità di prevedere anche una barriera esterna prima dell'inverter, oppure subito a valle del campo fotovoltaico. In questo caso si raccomanda di utilizzare SPD di classe II (cioè in grado di drenare la corrente derivante da sovratensioni indotte), dotati di fusibile incorporato e indicazione visiva dello stato. Gli SPD devono essere montati in un contenitore facilmente ispezionabile.

---

[7] SPD (Surge protection device) o Limitatore di sovratensione. Un dispositivo progettato per limitare le sovratensioni tra due parti, come ad esempio uno spinterometro, un varistore, un dispositivo a semiconduttore, ecc (CEI 81-1).

NOTA

Il 1^ febbraio 2006 sono state ratificate dal CENELEC 4 nuove Norme della serie EN 62305, identiche alla serie IEC 62305, che trattano della protezione delle strutture contro i fulmini.

Queste nuove Norme Europee saranno pubblicate nel mese di aprile 2006 come serie di Norme CEI EN 62305

Tali nuove Norme sostituiranno le Norme attualmente in vigore CEI 81-1, 81-4 e la Guida CEI 81-8 già citate nel presente documento. Si ricorda tuttavia che le Norme attuali rimarranno contemporaneamente in vigore insieme alle nuove Norme della serie CEI EN 62305 per un anno.

4.4 L'interfacciamento alla rete del distributore

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete del Distributore comprendono sempre i seguenti componenti e sottosistemi:

- campo fotovoltaico, comprendente i moduli elettricamente collegati tra loro, con uscita in corrente continua;
- convertitore c.c./c.a. (ve ne può essere anche più di uno) che converte la corrente da continua ad alternata con tensione e frequenza compatibili con quelle caratteristiche della rete elettrica;
- sistema di interfacciamento alla rete del distributore, costituito da un sistema di protezioni interposto tra il convertitore c.c./c.a. e la rete del distributore al fine di salvaguardare la qualità del servizio elettrico ed evitare pericoli per le persone e danni alle apparecchiature.

Questi impianti, fatto salvo in alcuni casi particolari, non concorrono al mantenimento della tensione e frequenza della rete del distributore.

Gli impianti fotovoltaici sono connessi alla rete del distributore di media o di bassa tensione in relazione alla loro potenza. Tuttavia, in alcune particolari situazioni, l'allacciamento in MT si rende necessario per motivazioni che esulano dalla potenza dell'impianto.

Ad esempio, il confine tra la possibilità di allacciamento alla rete di BT del distributore o la necessità di ricorrere alla rete MT, per ogni specifico impianto fotovoltaico, può essere influenzato dalle caratteristiche dell'allacciamento già esistente all'atto di realizzare l'impianto fotovoltaico o da esigenze di operatività del distributore nel punto di connessione della propria rete BT.

La norma CEI 11-20 costituisce attualmente, nel nostro Paese, il principale riferimento normativo per quanto riguarda la connessione alla rete del distributore dei sistemi di produzione di energia elettrica. Ultimamente è stata adattata anche agli impianti fotovoltaici mediante la sua Variante V1 (agosto 2004) concepita per tener conto delle peculiarità dei generatori con interfacciamento statico alla rete del distributore.

Fra le variazioni apportate con tale variante, si riportano le seguenti:

- non si impone più il limite massimo di 50 kVA all'allacciamento dei sistemi di produzione alla rete del distributore BT, ma si subordina tale possibilità alla compatibilità con l'esercizio di rete del distributore e al massimo carico ammesso dal trasformatore MT/BT nella cabina del distributore;
- si prescrive il limite massimo di 6 kW per i sistemi di produzione monofasi allacciati alla rete del distributore BT;
- i campo di applicazione della norma scende al il limite di 0,75 kW:

- gli impianti fotovoltaici devono avere la separazione metallica tra l'uscita in c.a. e la parte in c.c. (anche se la parte in c.c. è interna al convertitore); per potenza complessiva di produzione non superiore a 20 kW, tale separazione può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua complessiva non superiore allo 0,5% del valore efficace della componente fondamentale della corrente massima complessiva dei convertitori;
- il fattore di potenza dei convertitori, riferito alla componente fondamentale, deve rispettare una delle seguenti condizioni:
    - essere in ritardo (cioè in assorbimento di potenza reattiva), con fattore di potenza non inferiore a 0,8 quando la potenza reattiva erogata è compresa tra il 20% ed il 100% della potenza complessiva installata);
    - essere in fase (cioè con fattore di potenza uguale a 1);
    - essere in anticipo, quando erogano una potenza reattiva complessiva non superiore al minor valore tra 1 kVAr e (0,05 + P/20) kVAr (dove P è la potenza complessiva installata espressa in kW).

4.4.1 Schemi di connessione alla rete elettrica

La configurazione di un sistema di produzione funzionante in parallelo alla rete del distributore, in accordo con la Norma CEI 11-20, è riportata schematicamente in Figura 4.4.
La configurazione di Figura 4.4 ha carattere generale ed è valida per i sistemi sia di MT che BT.

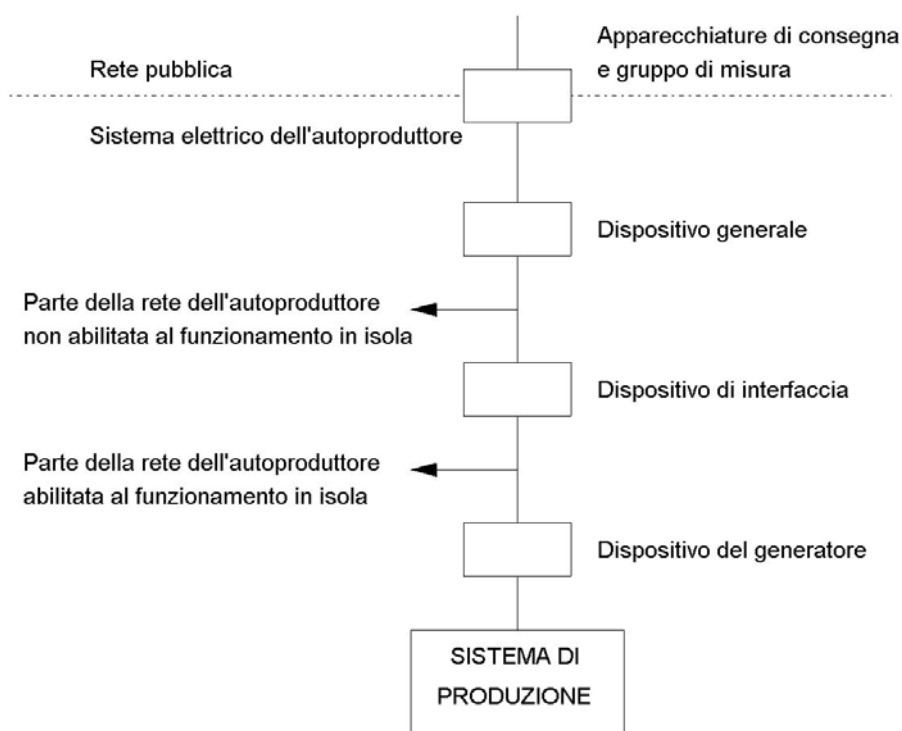



Figura 4.4 - Configurazione del sistema di produzione in parallelo alla Rete del distributore, secondo la norma CEI 11-20

Gli impianti fotovoltaici, funzionanti in parallelo alla rete in BT del distributore, applicano lo schema di Figura 4.4 in due modalità differenti:

- in regime di scambio dell'energia sul posto come da Delibera AEEG 224/00: (Figura 4.5 comprendente i carichi elettrici delle utenze)
- in regime di cessione totale dell'energia (Figura 4.5 senza i carichi elettrici delle utenze).

Con la configurazione di Figura 4.5, il dispositivo di interfaccia e il dispositivo di generatore possono essere costituiti da un unico apparato posizionato anche internamente all'inverter. Se la potenza complessiva lato c.a. non supera i 20 kW, la funzione del dispositivo di interfaccia (e quindi anche quella del dispositivo di generatore) può essere svolta da più dispositivi distinti fino ad un massimo di tre (CEI 11-20;V1).

La Tabella 4.2 riporta le potenze massime dei singoli impianti fotovoltaici che è possibile collegare alla rete del distributore, in ragione del numero delle fasi e delle tensioni delle rete:

	Rete BT	**Rete MT**
Collegamento monofase	Fino a 6 kW	Non ammesso
Collegamento trifase	Da concordare col distributore	Da concordare col distributore

Tabella 4.2 Potenze massime in ragione del numero delle fasi e della tensione della rete

Se l'impianto fotovoltaico è funzionante in parallelo alla rete MT del distributore, si applicano le protezioni secondo lo schema di Figura 4.6.

Tuttavia, se tra il punto di consegna e l'impianto fotovoltaico vi è un trasformatore dedicato e la potenza complessivamente prodotta dall'impianto fotovoltaico è inferiore al 2% della potenza nominale del trasformatore del distributore, secondo la norma CEI 11-20; V1, è consentito effettuare la connessione applicando le prescrizioni relative agli impianti di produzione collegati a reti BT del distributore, secondo lo schema elettrico di connessione in Figura 4.7.

E' da notare infine che, qualora le condizioni impiantistiche e di uso dell'impianto fotovoltaico siano tali che possa essere trasferita nella rete del distributore una potenza maggiore di quella contrattuale della fornitura, i termini del contratto stesso dovranno essere aggiornati affinché detta potenza risulti non inferiore a quella massima erogabile nella rete detta.

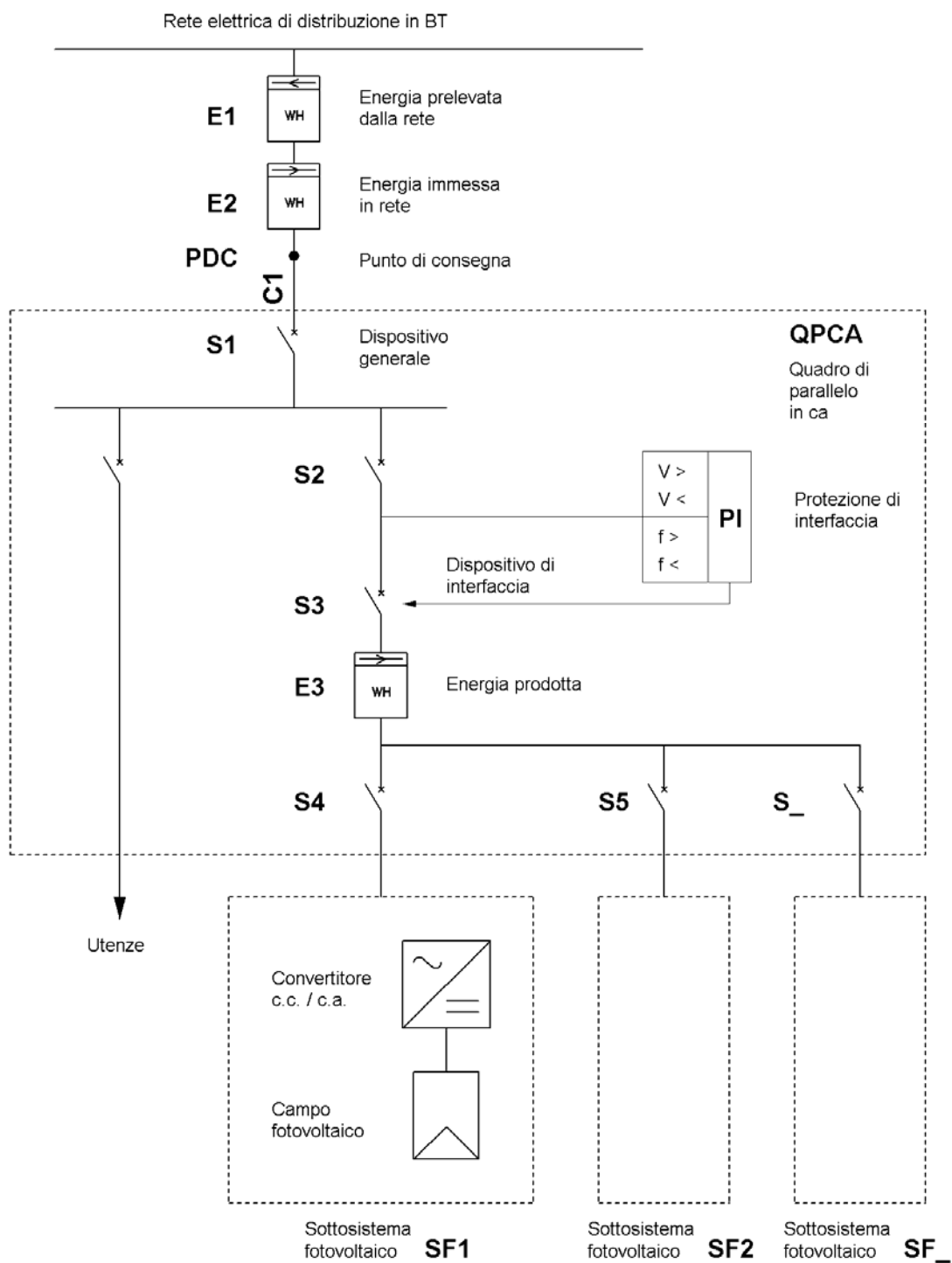



Figura 4.5 - Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete BT del distributore, secondo la norma CEI 11-20

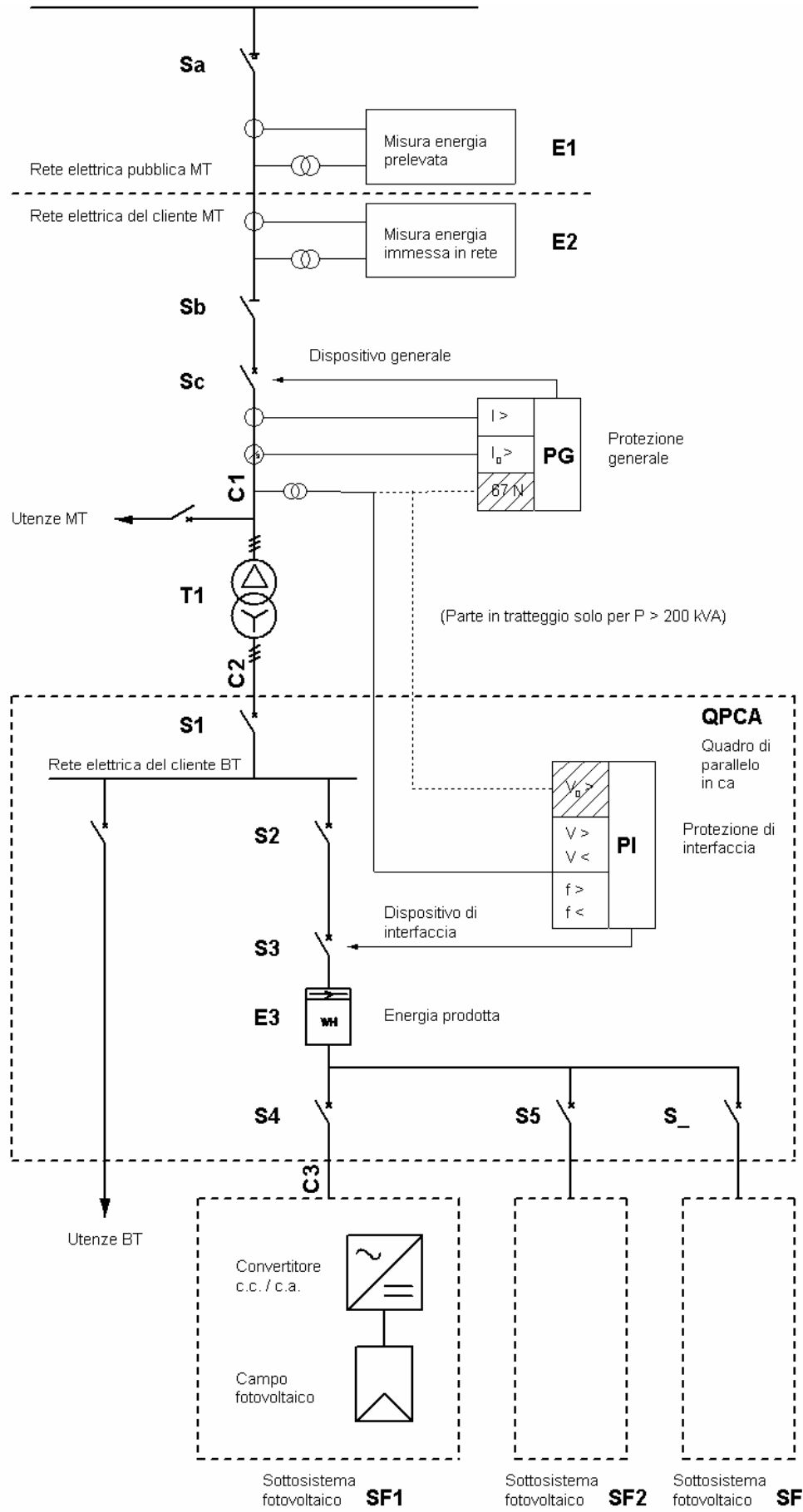



Figura 4.6 - Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete MT del distributore, secondo la norma CEI 11-20; V1

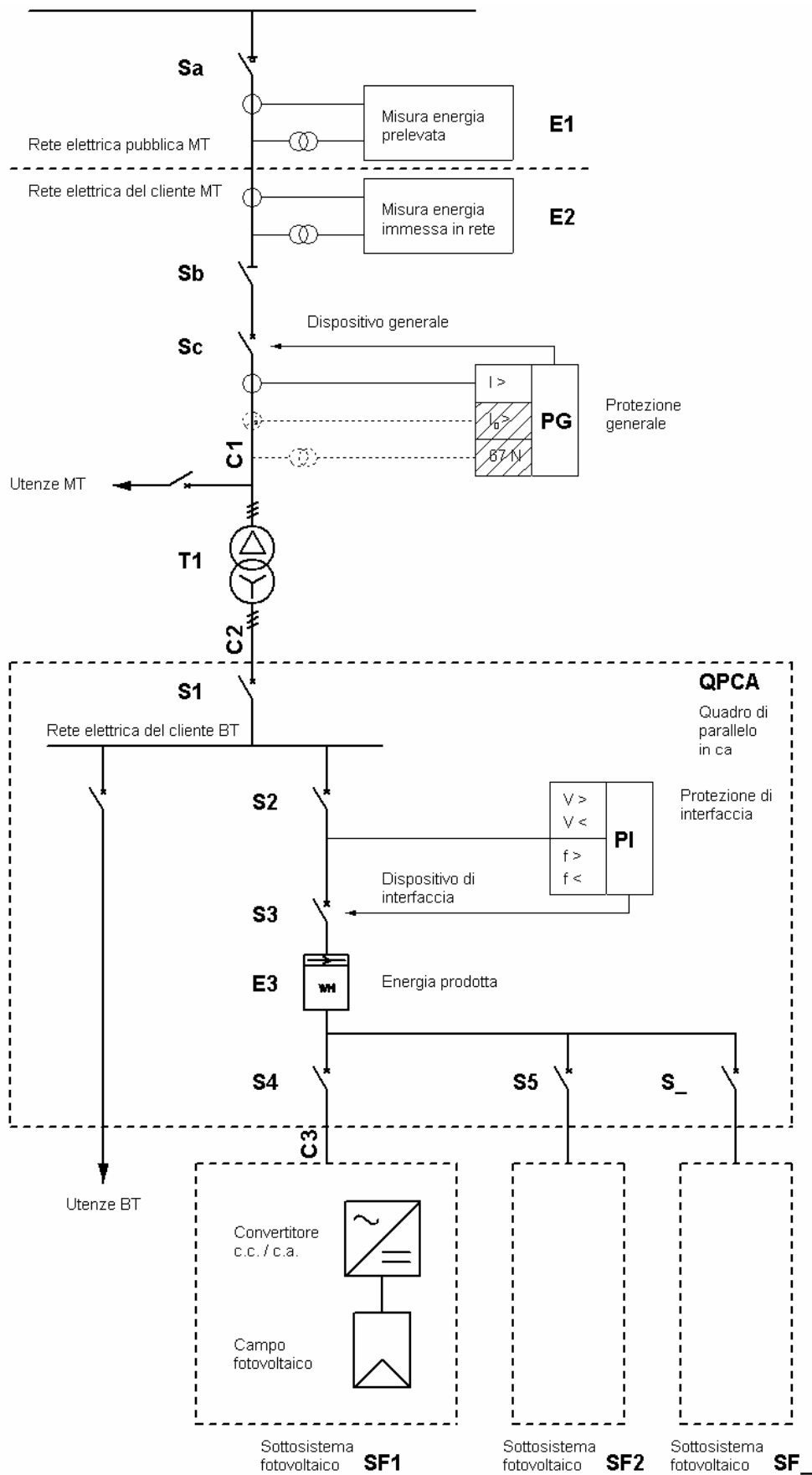



Figura 4.7- Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete MT del distributore, ma con potenza di produzione inferiore al 2% della potenza nominale del trasformatore, secondo la norma CEI 11-20;V1

4.4.2 Dispositivi di protezione

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica del distributore sono dotati dai seguenti dispositivi di protezione (Figura 4.4 e Figura 4.7).

Dispositivo generale
Il dispositivo generale interviene per guasto dell'impianto fotovoltaico oppure, nel caso di impianti con scambio sul posto dell'energia, per guasto del sistema fotovoltaico o del circuito utenze.
Impianto connesso alla rete BT del distributore

Può essere costituito da un interruttore magnetotermico con caratteristiche di sezionatore che interviene su tutte le fasi e sul neutro.

Impianto connesso alla rete MT del distributore

Interruttore automatico con funzione di sezionamento rispondente alle prescrizioni della società distributrice di energia.

Quando tra le protezioni di interfaccia è presente anche la protezione per massima tensione omopolare, il dispositivo generale incorpora la protezione direzionale di terra 67N (Codice ANSI/IEEE: vedere Allegato K della Guida CEI 11-35).

Dispositivo e protezioni di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia interviene per guasto sulla rete del distributore.

a) Nel caso di impianti fotovoltaici allacciati alla rete BT del distributore, il dispositivo di interfaccia è costituito da un contattore o da un interruttore automatico che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro, di categoria AC-7a se monofase o AC-1 se trifase (CEI EN 60947-4-1).

   Le funzioni e le principali caratteristiche delle protezioni di interfaccia sono riassunte nella Tabella 4.3.

b) Nel caso di impianti fotovoltaici allacciati alla rete MT del distributore, il dispositivo di interfaccia deve rispondere a quanto prescritto nella norma CEI 11-20 e alle prescrizioni della società distributrice di energia elettrica.

   Le protezioni di interfaccia devono rispondere a quanto prescritto nella norma CEI 11-20 e alle prescrizioni della società distributrice di energia elettrica. Le principali caratteristiche sono riportate nella Tabella 4.4.

   Il dispositivo di interfaccia può agire sulla linea a bassa tensione. In questo caso, le grandezze atte a determinare l'intervento dalle protezioni di interfaccia, ad eccezione della massima tensione omopolare se presente, sono misurate sulla linea a bassa tensione.

   Quando, viceversa, il dispositivo di interfaccia agisce sulla media tensione, il dispositivo generale può racchiudere la funzione di dispositivo di interfaccia. In questo caso, le grandezze atte a determinare l'intervento dalle protezioni di interfaccia sono misurate sulla linea di media tensione.

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo di intervento
Massima tensione	Unipolare/tripolare[1]	1,2 Vn	0,1 s
Minima tensione	Unipolare/tripolare[1]	0,8 Vn	0,1 s
Massima frequenza	Unipolare	50,3 Hz o 51 Hz[2]	Senza ritardo intenz.
Minima frequenza	Unipolare	49 o 49,7 Hz[2]	Senza ritardo intenz.
Derivata di frequenza[3]	Unipolare	0,5 Hz/s	Senza ritardo intenz.

[1] Unipolare per impianti monofasi e tripolari per impianti trifasi
[2] Le tarature di default sono 49,7 e 50,3 Hz. Qualora le variazioni di frequenza della rete del distributore, in normali condizioni di esercizio, siano tali da provocare interventi intempestivi della protezione di massima/minima frequenza, dovranno essere adottate le tarature a 49 Hz e 51 Hz
[3] Solo in casi particolari

Tabella 4.3 Funzioni delle protezioni di interfaccia e relative tarature: rete BT del distributore

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo di intervento
Massima tensione	Unipolare o tripolare	1 ÷ 1,3 Vn	0,05 ÷ 1 s
Minima tensione	Unipolare o tripolare	0,5 ÷ 1 Vn	0,05 ÷ 1 s
Massima frequenza	Unipolare	50,2 ÷ 53 Hz	0,05 ÷ 1 s
Minima frequenza	Unipolare	47 ÷ 49,8 Hz	0,05 ÷ 1 s
Massima tensione omopolare[1]	Unipolare	0,02 ÷ 0,4 Vn	0,05 ÷ 60 s

[1] Di regola per potenza complessiva di uscita superiore a 200 kVA

Tabella 4.4 - Funzioni delle protezioni di interfaccia e relative tarature: rete MT del distributore

Dispositivo del generatore

a) Sulla di rete BT del distributore, il dispositivo del generatore, uno per convertitore, interviene per guasto interno al sistema fotovoltaico e può essere incorporato al dispositivo di interfaccia se verso quest'ultimo non convergono altri convertitori.Il dispositivo del generatore è costituito da un contattore o da un interruttore automatico che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro.

b) Sulla rete MT del distributore, il dispositivo del generatore, uno per convertitore, interviene per guasto interno al sistema fotovoltaico.

   Il dispositivo del generatore è costituito da un contattore o da un interruttore automatico che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro. Deve essere presente un segnale di rincalzo per mancata apertura in grado di agire sulle protezioni di interfaccia.

5 La documentazione di progetto

Per progetto di un impianto elettrico si intende l’insieme di studi, che partendo dalla conoscenza delle prestazioni richieste, nelle condizioni ambientali e di funzionamento assegnate, produce le informazioni necessarie e sufficienti alla valutazione ed esecuzione dell’impianto in conformità alla regola d’arte (Guida CEI 0-2, ed. seconda, 2002-09).

La CEI 0-2 definisce ancora che:

- il progetto rappresenta il mezzo fondamentale per rispondere alle attese del committente nel rispetto delle disposizioni di legge e delle norme tecniche, al fine di conseguire la sicurezza e la qualità dell’impianto;
- per un uso razionale dell’energia elettrica e per un significativo contenimento dei costi dell’opera, risulta indispensabile la collaborazione tra il progettista elettrico, il committente ed i progettisti delle altre discipline.

Un impianto fotovoltaico, in quanto sistema elettrico di produzione, deve essere progettato secondo le indicazioni fornite dalla CEI 0-2.

5.1 I livelli di progettazione

L’attività di progettazione di un impianto elettrico si articola, secondo la Guida CEI 0-2, in tre livelli di successive definizioni tecniche: preliminare, definitiva ed esecutiva.

- *Il progetto preliminare* definisce le caratteristiche qualitative e funzionali dei lavori, il quadro delle esigenze da soddisfare e delle specifiche prestazioni da fornire. Il progetto preliminare può individuare altresì i profili e le caratteristiche più significative dei successivi livelli di progettazione, in funzione delle dimensioni economiche e della tipologia e categoria dell’intervento.
- *Il progetto definitivo* redatto sulla base delle indicazioni del progetto preliminare approvato, contiene tutti gli elementi necessari ai fini del rilascio della concessione edilizia o permesso per costruire e di altro atto equivalente.
- *Il progetto esecutivo* costituisce l’ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce completamente ed in ogni particolare impiantistico l’intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani di cantiere, i piani di approvvigionamento, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisionali. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo e delle eventuali prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o del permesso per costruire.

Sulla base di ciò, la documentazione d’impianto comprende:

- *La documentazione di progetto* è l’insieme dei documenti costituenti il progetto; essa comprende i tre livelli di progettazione (preliminare, definitiva ed esecutiva) e deve essere preparata con modalità, tempi e contenuti, tali da essere utile a tutte le figure che, a vario titolo, sono interessate al suo uso (CEI 0-2).
- *La documentazione finale di progetto* (progetto “come costruito o “as-built”) è costituita dai documenti del progetto esecutivo aggiornati con le eventuali variazioni realizzate in corso d’opera (CEI 0-2). Essa è predisposta e/o messa insieme da chi svolge la funzione di progettista, se detta funzione non si esaurisce nella stesura del progetto iniziale ma continua nell’attività di interfaccia tra committente e impresa installatrice fino al completamento dei lavori. Negli altri casi, la documentazione finale di progetto è predisposta e/o messa insieme da chi ha facoltà di autorizzare le eventuali variazioni in corso d’opera. Essa è utilizzata per la preparazione della documentazione finale di impianto.

- *La documentazione finale di impianto* è costituita dalla dichiarazione di conformità alla regola dell'arte e dagli allegati obbligatori ai sensi della legge 46/90 e del DPR 447/91, ivi compresa la documentazione finale di progetto.

  Essa comprende inoltre la documentazione fornita dai costruttori dei componenti elettrici riguardanti le istruzioni per l'installazione, la messa in servizio, l'esercizio, la verifica dopo l'installazione, la manutenzione e, quando prevista, la documentazione specifica per l'affidabilità e la manutenibilità dei componenti dell'impianto (CEI 0-2).
  La documentazione finale di impianto è predisposta dalle singole figure professionali coinvolte secondo le specifiche competenze e messa insieme da chi svolge la funzione di progettista se detta funzione non si esaurisce nella stesura del progetto iniziale ma continua nell'attività di interfaccia tra committente e impresa installatrice fino al completamento dei lavori. Negli altri casi, la documentazione finale di impianto è messa insieme dalla ditta installatrice.

  La documentazione finale di impianto è utilizzata ai sensi della legge 46/90 e per altri eventuali usi previsti dalla legislazione vigente, limitatamente ai documenti specifici per le singole autorizzazioni: essa serve inoltre per le verifiche, l'esercizio e la manutenzione dell'impianto elettrico.
  In particolare, successivamente alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, dovranno essere emessi da un tecnico, ove occorra abilitato, e rilasciati al committente i seguenti documenti:

  - progetto elettrico dell'impianto fotovoltaico (nella versione come costruito), rilasciato dall'installatore dell'impianto;
  - manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
  - dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
  - dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a;
  - documentazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
  - dichiarazione attestante, o altra documentazione comprovante, in maniera inequivocabile l'anno di fabbricazione dei moduli fotovoltaici;
  - documentazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del gruppo di condizionamento e controllo della potenza alla legislazione vigente e, in particolare, alla Norma CEI 11-20, qualora venga impiegato il dispositivo di interfaccia interno al convertitore stesso;
  - certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
  - garanzia sull'intero sistema e sulle relative prestazioni di funzionamento;

  Detti documenti dovranno essere disponibili presso l'impianto fotovoltaico e dovranno essere custoditi dal committente.

  La scheda tecnica è inclusa nelle varie fasi della progettazione al fine di riassumere le principali caratteristiche dell'impianto.
  Un esempio di scheda tecnica è riportato nel seguente riquadro.

5.2 Il progetto esecutivo

Nel seguito **sarà descritta la sola documentazione relativa al progetto esecutivo**, dovendo essere disponibile all'inizio dei lavori e utilizzata per l'installazione dell'impianto e per i controlli in corso d'opera.

In generale, per gli impianti elettrici, la documentazione relativa al progetto esecutivo deve tenere conto della destinazione d'uso delle opere (vedi Tab. 3-A della Guida CEI 0-2) e dell'entità dell'opera.

Nel caso di impianti fotovoltaici di produzione, ai fini di una corretta realizzazione dell'opera (anche in considerazione delle caratteristiche proprie di tali impianti), il progetto esecutivo deve essere composto dai seguenti documenti, il cui livello di dettaglio dipende dall'entità, dalla peculiarità e dalla destinazione d'uso dell'opera:

- relazione generale
- relazione specialistica
- schema (descrizione) dell'impianto elettrico
- elaborati grafici
- calcoli esecutivi, tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni
- piano di manutenzione
- elementi del piano di sicurezza e di coordinamento (DL 494/96 e s.m.i.)
- computo metrico
- quadro economico
- cronoprogramma
- capitolato speciale d'appalto
- schema di contratto.

5.2.1 Relazione generale

La relazione generale descrive in dettaglio i criteri utilizzati per le scelte progettuali esecutive (CEI 0-2). Essa comprende una descrizione sommaria dell'impianto.

5.2.1.1 Descrizione sommaria dell'impianto.

L'impianto fotovoltaico può essere costituito indifferentemente da un solo o più impianti fotovoltaici (sottosistemi fotovoltaici). Il suo collegamento alla rete BT del distributore può avvenire sia in monofase (fino a 6 kW, a meno che l'utenza non sia gia connessa in trifase) che in trifase.

Nel caso di un solo gruppo di conversione, l'impianto fotovoltaico sarà costituito da un solo generatore fotovoltaico e un solo dispositivo di interfaccia alla rete del distributore.

Nel caso in cui, invece, siano distinguibili più gruppi di conversione (anche diversi tra loro, ma sempre connessi alla stessa fase della rete di utente) ciascuno alimentato dal proprio generatore fotovoltaico, allora il sistema sarà costituito da più sottosistemi (tanti quanti i gruppi di conversione). Nel caso in cui siano presenti più di 3 gruppi di conversione, la Norma CEI 11-20 richiede che il dispositivo di interfaccia alla rete del distributore sia unico ed esterno ai gruppi di conversione.

Esempio di Scheda tecnica

Dati generali	Identificativo dell'impianto Soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico Ubicazione dell'impianto: Latitudine: Longitudine: Altitudine: Inclinazione e orientazione piano moduli: Percentuale annua d'ombra sui moduli: Radiazione solare annua sul piano orizzontale: Radiazione solare annua sul piano inclinato: Temperatura ambiente media mensile: Zona vento: Velocità giornaliera del vento (media annua): Direzione prevalente del vento (media annua):	Nome identificativo Nome Via ………. Città 45° 28'N 8° 54'E 147 m s.l.m. 15°, Sud-Sud-Est (150°N) 0% 1308 kWh/m² 1428 kWh/m² fra 1.7 e 25.1°C 1 1,1 m/sec Sud Ovest
Generatore fotovoltaico	Potenza nominale ([1]), Pn: Tensione alla massima potenza, Vm: Corrente alla massima potenza, Im: Tensione massima (circuito aperto), Voc: Corrente massima (cortocircuito), Isc: N°. moduli totale / in serie: N°. stringhe complessive:	19,95 kWp 406 V 98,4 A 512 V 104.4 A 192 / 16 12
Moduli fotovoltaici (n. 84)	Tipo: Potenza nominale ([2]), Pn: Tensione alla massima potenza, Vm: Corrente alla massima potenza, Im: Tensione massima (circuito aperto), Voc: Corrente massima (cortocircuito), Isc: Tipo celle fotovoltaiche: Rendimento minimo garantito ([3]) N°. celle totale / in serie:	Costruttore Tipo 104 Wp 25,4 V 4,1 A 32,0 V 4,5 A Silicio policristallino 10 % 54 / 54
Strutture di sostegno	Materiale: Posizionamento: Integrazione architettonica dei moduli:	Profilati in acciaio inox e all. A tetto NO
Inverter (n. 6)	Tipo Potenza nominale: Corrente nominale d'ingresso: Tensione d'ingresso: Tensione d'uscita: Tecnologia (PWM/Tiristori/Altro) Presenza trasformatore Rendimento minimo garantito ([4])	Costruttore Tipo 3000 W 11 A 290 – 600 V 230 Vca monofase PWM in uscita 90 %
Prestazioni energetiche	Energia elettrica producibile (con radiazione solare pari a 1428 kWh/m²/anno su piano inclinato 15° sull'orizzontale):	circa 20.900 kWh/anno

([1]) Somma della potenza dei moduli fotovoltaici a STC (AM1.5, Irraggiamento sul piano dei moduli pari a 1000 W/m², temperatura di cella fotovoltaica pari a 25°C)
([2]) Caratteristiche a STC
([3]) il rapporto fra la potenza nominale o di picco o di targa del modulo fotovoltaico tipo (espressa in kWp) e l'area del modulo, compresa la cornice (espressa in m2)
([4]) il rapporto fra la potenza Pca in uscita e la potenza Pcc in ingresso dell'apparato di conversione, con Pca > 30 % della potenza nominale in uscita

5.2.1.2 Criteri per le scelte progettuali esecutive

I criteri per le scelte progettuali esecutive del progetto fotovoltaico connesso alla rete del distributore, che dovranno essere considerati, sono principalmente:

- massimizzazione della captazione della radiazione solare, mediante posizionamento ottimale dei moduli e limitazione degli ombreggiamenti sistematici;
- scelta dei componenti e della configurazione impiantistica in modo da:
  - ottenere un'efficienza operativa media del generatore fotovoltaico superiore al 85%;
  - ottenere un'efficienza operativa media dell'impianto fotovoltaico superiore al 75%;
  - garantire un decadimento delle prestazioni dei moduli non superiore al 10% della potenza nominale nell'arco di 12 anni e non superiore al 20% nell'arco di 20 anni;
- configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- predisposizione per la misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico, all'uscita dei gruppi di conversione.

5.2.2 Relazione specialistica

La relazione specialistica costituisce un'evoluzione, con informazioni più dettagliate, della relazione tecnica del progetto definitivo. La relazione specialistica riguarda la consistenza e la tipologia dell'impianto elettrico ed è il documento che svolge la funzione di raccordo fra i diversi documenti che costituiscono il progetto(CEI 0-2). Essa contiene i seguenti documenti.

5.2.2.1 Dati identificativi

Sono riportati le seguenti informazioni:

- identificazione dell'impianto fotovoltaico
- identificazione del committente,
- ubicazione del sito di installazione (indirizzo, latitudine, longitudine, altitudine, …)
- attività oggetto dell'incarico

5.2.2.2 Dati di progetto

I dati di progetto sono costituiti dalle informazioni occorrenti per sviluppare il progetto e devono essere, quindi, noti prima di iniziare la specifica attività di progettazione che li utilizza. I dati di progetto riguardano essenzialmente:

- la descrizione dell'edificio, della struttura o del luogo in cui verrà installato l'impianto, inclusi:
  - destinazione d'uso
  - dati dell'alimentazione elettrica (tensione della fornitura, potenza contrattuale impegnata, stato del neutro, vincoli del distributore da rispettare)
  - dati relativi agli ambienti soggetti a normativa specifica CEI
  - portanza dei solai o delle strutture destinate a sostenere il generatore fotovoltaico
  - presenza di barriere architettoniche
  - eventuali vincoli da rispettare

- le prestazioni elettriche richieste;
- i dati meteo-climatiche del sito:
  - radiazione solare e temperatura ambiente:
    medie mensili come da norma UNI 10349 con riferimento al capoluogo di provincia di appartenenza del sito o a quello più prossimo; è possibile utilizzare dati provenienti da altre fonti di riconosciuta attendibilità (ad es., Atlante Europeo della Radiazione Solare)
  - vento:
    direzione prevalente, la velocità massima di progetto e la zona di vento come da norma UNI 10349
- le norme di riferimento;
- altre informazioni; ad esempio:
  - carico di neve (secondo il D.M. 14 settembre 2005 o la norma UNI ENV 1991-2-3 - Eurocodice 1)
  - effetti sismici (riportare la zona sismica secondo l’Ordinanza n. 3274 del 20 marzo 2003 ed ulteriori eventuali adeguamenti)

5.2.2.3 Calcolo della radiazione solare ricevuta dall’impianto

Il calcolo della radiazione solare ricevuta dall’impianto dovrà essere effettuata utilizzando i dati radiometrici di progetto e determinando il valore della radiazione solare ricevuta dalla superficie (fissa comunque esposta ed orientata) del generatore fotovoltaico, mediante le formule riportate nella Norma UNI 8477 o, anche, mediante appositi programmi di calcolo di riconosciuta attendibilità.

Per il calcolo della radiazione solare effettivamente incidente sui moduli fotovoltaici ed effettivamente convertibile in energia elettrica da questi ultimi, è necessario tenere conto dell’effetto delle ombre riportate sui moduli almeno come valore stimato percentuale.

Nel caso in cui il generatore fotovoltaico sia suddiviso in campi con caratteristiche non omogenee per uno dei seguenti motivi:
- moduli fotovoltaici di tipo differente
- moduli fotovoltaici con orientamento differente, in cui si riscontri una differenza di orientamento tra le superfici dei moduli maggiore di 10°.

I calcoli sopracitati devono essere ripetuti per ogni raggruppamento di campi che possa essere considerato omogeneo.

E’ possibile utilizzare direttamente i dati di partenza qualora la disposizione dei moduli fotovoltaici sia ragionevolmente prossima alle condizioni di rilevamento di questi.
Nel caso in cui il generatore fotovoltaico sia composto da uno o più campi ad inseguimento solare, i calcoli devono tenere conto del tipo di sistema di inseguimento adottato, della sua precisione e di eventuali ombreggiamenti reciproci tra i diversi apparati mobili nel caso ve ne sia più di uno.

5.2.2.4 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche elettriche

Sono descritte le soluzioni impiantistiche adottate inerenti le:
- protezioni contro le sovracorrenti;
- protezioni contro le sovratensioni;
- protezioni di interfaccia lato corrente alternata;
- protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;
- protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori;
- protezioni contro i fulmini.

5.2.2.5 Criteri di scelta delle soluzioni meccaniche e strutturali per il generatore fotovoltaico

Sono descritte le soluzioni meccaniche e strutturali che permettono di collocare adeguatamente il generatore fotovoltaico nel luogo previsto (tetto o facciata di edificio, struttura o area), assicurando la necessaria resistenza alle sollecitazioni prevedibili. Le soluzioni scelte devono rispondere ai seguenti criteri:

- sollecitazioni strutturali dovute ai carichi propri;
- sollecitazioni strutturali dovute ai sovraccarichi, in particolare per il carico neve, l'azione del vento ed eventuali azioni sismiche;
- azioni corrosive dovute a fenomeni atmosferici, ambiente salino, correnti galvaniche anche dovute all'accoppiamento di metalli differenti;
- dilatazioni termiche.

5.2.2.6 Criteri di scelta e dimensionamento dei componenti principali

Sono descritti i principali componenti del sistema:
- moduli fotovoltaici;
- gruppo di conversione (inverter).

5.2.2.7 Calcolo della potenza erogata e stima della produzione annua di energia elettrica

Sono calcolati i seguenti valori:
- potenza nominale o massima di uscita dei gruppi di conversione dell'energia;
  è pari alla somma delle potenze nominali erogabili dai singoli gruppi di conversione
- potenza prodotta dell'impianto fotovoltaico in STC;
  è la potenza generata in c.a in Condizioni di Prova Standard (STC);
  nel calcolo della potenza prodotta dovranno essere considerate le seguenti perdite ([8]), il cui valore può essere calcolato o stimato:
  - perdite per disaccoppiamento elettrico tra i moduli e tra le stringhe;
  - perdite nei circuiti in corrente continua;
  - perdite negli inverter;
  - perdite nei circuiti in corrente alternata;

  in alternativa, la potenza può essere calcolata come:

  potenza nominale impianto x 0,75

- energia prodotta su base mensile;

nel calcolo dell'energia prodotta su base mensile dovranno essere considerate le seguenti perdite, il cui valore può essere calcolato o stimato:
- perdite per effetto degli ombreggiamenti;
- perdite per scostamento della temperatura dei moduli dalle condizioni STC;
- perdite per disaccoppiamento elettrico tra i moduli e tra le stringhe;
- perdite nei circuiti in corrente continua;
- perdite negli inverter;
- perdite nei circuiti in corrente alternata.

---

[8] Nel caso in cui il valore calcolato dovesse risultare superiore alla potenza nominale o massima di uscita del gruppo di conversione dell'energia, precedentemente calcolata, tale valore sarà posto uguale a quest'ultima.

in alternativa, per i soli impianti non soggetti a ombreggiamenti rilevanti (dovuti ad edifici, coperture, strutture importanti o vegetazione), l'energia prodotta su base mensile può essere calcolata come:

radiazione media giornaliera × num.giorni del mese × potenza nominale impianto × 0,75

5.2.3 Elaborati grafici

5.2.3.1 Schema elettrico generale

Lo schema elettrico generale può essere redatto come schema unifilare o multifilare (preferibilmente in formato a4 o A3); esso mostra le principali relazioni o connessioni tra i componenti descritti nella relazione tecnica. Esso contiene le informazioni relative ai circuiti di potenza, ai livelli di tensione e di corto circuito, al sistema di protezione elettrica, ai circuiti di comando e segnalazione, ai dati nominali dei componenti elettrici principali, alla contabilizzazione dell'energia elettrica.

In particolare lo schema elettrico generale dell'impianto riporta le indicazioni circa il:

- numero delle stringhe e numero dei moduli per stringa;
- quadro di campo;
- numero di inverter e modalità di collegamento delle uscite degli inverter;
- eventuale dispositivi di protezione lato dc e ac esterni all'inverter ;
- contatori di energia prodotta;
- punto di collegamento alla rete di utente con eventuali dispositivi di protezione della rete di utente
- contatori per la misura dell'energia prelevata/immessa dalla/nella rete del distributore.

5.2.3.2 Schemi elettrici

Gli schemi elettrici contengono tutte le necessarie informazioni dell'impianto e le funzioni svolte dai componendi indicati.

Essi comprendono:

- gli schemi dei principali circuiti in entrata ed uscita
- gli schemi dei quadri elettrici
- gli schemi logici di funzione.

5.2.3.3 Schemi d'installazione e disegni planimetrici

Gli schemi d'installazione mostrano i componenti elettrici (in particolare moduli fotovoltaici e gruppi di conversione) in relazione alla loro ubicazione planimetrica e i tracciati principali della rete impiantistica e di eventuale rete di terra e di protezione da scariche atmosferiche. Essi saranno redatti in scala 1:50 o 1:100 e presentati, preferibilmente, in formato A4 o A3.

5.2.3.4 Schemi delle apparecchiature assiemate di protezione e di manovra (quadri)

Contengono l'indicazione dei circuiti principali in entrata e in uscita, gli interruttori i dispositivi di protezione e comando, gli strumenti di misura e i dati di dimensionamento

5.2.3.5 Particolari costruttivi e dettagli d'installazione

Contengono le informazioni necessarie per una corretta installazione dei componenti elettrici compresa la disposizione dei cavi negli scavi e nelle passerelle, i dettagli relativi all'impianto di terra e alla protezione contro i fulmini, ove prevista.

5.2.4 Calcoli esecutivi

La progettazione esecutiva degli impianti elettrici deve essere effettuata unitamente alla progettazione esecutiva delle opere edili al fine di prevedere esattamente ingombri, passaggi, cavedi, sedi, attraversamenti e simili e di ottimizzare le fasi di realizzazione.
I criteri e le modalità di esecuzione, nonché i risultati dei calcoli di dimensionamento degli impianti, comunque eseguiti, sono descritti in una relazione, esposti in modo da consentirne un'agevole lettura e verificabilità. La relazione non deve necessariamente contenere i calcoli stessi.

I calcoli esecutivi di dimensionamento degli impianti sono riferiti alle condizioni di esercizio ed alle specificità dell'intervento. Essi devono permettere di stabilire e dimensionare tutte le apparecchiature, condutture, canalizzazioni e qualsiasi altro elemento necessario per la funzionalità dell'impianto stesso.

Le tabelle e i diagrammi di coordinamento delle protezioni sono documenti alternativi od anche complementari tra loro. Essi possono far parte della relazione illustrativa relativa ai calcoli esecutivi. Essi contengono i dati per definire le caratteristiche significative dei dispositivi di interruzione, dei dispositivi di protezione dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori ed i dati per la verifica della selettività, quando richiesta, dei dispositivi di protezione, quali:

- tipi di dispositivi di protezione;
- tipi di curve di intervento, campi di taratura e valori selezionati; poteri d'interruzione richiesti nei diversi punti dell'impianto elettrico;
- indicazioni relative alle funzioni di selettività (ed eventualmente di soccorso) da applicare nei diversi punti dell'impianto elettrico.

Possono non essere riportati i calcoli relativi ai singoli circuiti, ma devono essere riportati i criteri per la verifica di tali circuiti.

5.2.5 Piano di manutenzione

Il piano di manutenzione è il documento complementare al progetto esecutivo che pianifica e programma l'attività di manutenzione al fine di mantenere nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di sicurezza e qualità, l'efficienza ed il valore economico dell'opera, tenendo conto degli elaborati progettuali esecutivi effettivamente realizzati.

Il piano di manutenzione assume contenuto differenziato in relazione all'importanza e alla specificità dell'opera e contiene l'insieme delle informazioni atte a permettere all'utente di conoscere le modalità di utIlizzo e manutenzione nonché tutti gli elementi necessari per limitare quanto più possibile i danni derivarmi da un'utilizzazione impropria.

Il programma di manutenzione prevede un sistema di controlli e di interventi da eseguire periodicamente, a cadenze prestabilite o altrimenti prefissate, al fine di una corretta gestione dell'opera e delle sue parti nel corso degli anni.

5.2.6 Elementi per il piano di sicurezza

Sono le disposizioni da rispettare nell'installazione, esercizio e manutenzione, onde evitare situazioni pericolose per la sicurezza e la continuità di funzionamento, nonché per la salvaguardia dei componenti elettrici (DL 494/96 e s.m.i.).

5.2.7 Computo metrico

Il computo metrico definisce in modo dettagliato le quantità di componenti dell'impianto (materiali) e di attività previste per la realizzazione dell'impianto.

5.2.8 Computo metrico estimativo

Il computo metrico-estimativo è l'elaborato che contiene la stima che si ottiene applicando, alle quantità di materiali e attività del computo metrico, i prezzi unitari dettati anche dai prezziari o dai listini correnti dell'area interessata.
Ove mancanti, i prezzi saranno dedotti da quelli elementari disponibili, incrementati delle spese generali e di quelle per la sicurezza e l'utile d'impresa.

5.2.9 Quadro economico

Il quadro economico è il documento che riassume i costi per:

- lavori a misura, a corpo, in economia;
- somme a disposizione del committente (o stazione appaltante) per:
  - rilievi
  - allacciamento alla rete del distributore, autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto, costituzione di cauzione finanziaria;
  - imprevisti;
  - spese tecniche relative alla progettazione, alle necessarie attività preliminari, nonché al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, assistenza giornaliera e contabilità, assicurazione dei dipendenti;
  - IVA ed eventuali altre imposte;
  - eventuale incentivo per la progettazione fatta all'interno dell'amministrazione pubblica (1,5% del costo dell'opera, art. 18 della legge 109/94).

In particolare il preventivo di spesa relativo ai costi da sostenere dovrà essere ripartito tra le principali voci di costo, tra cui:

- progettazione,
- direzione lavori, collaudo e certificazione dell'impianto,
- fornitura dei materiali e dei componenti necessari alla realizzazione dell'impianto,
- installazione e posa in opera dell'impianto,
- eventuali opere edili necessarie e connesse all'installazione dell'impianto,
- costi di sviluppo del progetto,
- eventuali altri oneri.

5.2.10 Cronoprogramma

Il progetto esecutivo può essere corredato dal cronoprogramma delle lavorazioni da realizzare in funzione di particolari esigenze di programmazione e del finanziamento dell'opera.

Esempio di documentazione di progetto per impianti di media taglia

Viene riportata, a titolo esemplificativo, la lista della documentazione di progetto relativa ad un impianto di media taglia (100 kW):

- relazione (o specifica tecnica) generale
- relazione specialistica (o specifica tecnica) di fornitura dei:
  - moduli fotovoltaici
  - quadri di sottocampo, parallelo, bt e MT
  - gruppo di conversione
  - eventuali containers per apparecchiature
  - strutture di sostegno moduli
  - cavi elettrici
  - hardware e software sistema acquisizione dati e sensori
  - montaggi elettrici e meccanici
- schemi elettrici:
  - elettrico unifilare generale dell'impianto
  - bifilare quadri di campo
  - costruttivi, morsettiere, lay-out quadri convertitore
  - cablaggio stringa moduli
  - a blocchi convertitore
  - composizione del campo moduli
  - inserzione contatori
- elaborati grafici
  - planimetria generale e con quote di posa strutture
  - percorso cavi
  - rete di terra
  - eventuali containers per apparecchiature
  - assieme e particolari costruttivi delle strutture di supporto moduli
  - particolari rete di terra
  - costruttivo generale e cassetta di terminazione moduli
- relazione di calcolo:
  - tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni
  - dimensionamento cavi
  - dissipazione termica quadri elettrici
  - strutture di supporto
  - eventuali containers per apparecchiature
  - dimensionamento gruppo di conversione
  - previsione di produzione energetica
  - rete di terra, tensione di passo e di contatto
  - fondazioni
- computo metrico
  - moduli
  - strutture di supporto
  - gruppo di conversione
  - quadri elettrici
  - cavi
  - protezioni
- quadro economico
- cronoprogramma
- elementi del piano di sicurezza e di coordinamento (DL 494/96 e s.m.i.)
- capitolato speciale d'appalto
- schema di contratto.
- piano di manutenzione

5.2.11 Capitolato speciale d'appalto

Il capitolato speciale d'appalto è diviso in più parti ed illustra:

- gli elementi necessari per una compiuta definizione dell'appalto;
- le modalità di esecuzione e le norme di misurazione di ogni lavorazione, i requisiti di accettazione dei materiali e componenti, le specifiche di prestazione e le modalità di prove nonché, ove necessario, l'ordine da tenersi nello svolgimento di specifiche lavorazioni;
- ogni altra informazione e prescrizione ritenuta necessaria dal progettista.

5.2.12 Schema di contratto

Quando richiesto il progettista redige lo schema di contratto che contiene le clausole dirette a regolare il rapporto tra il committente (o stazione appaltante) e l'impresa che realizza l'impianto.

6 L'installazione degli impianti fotovoltaici

6.1 Gli aspetti specifici degli impianti fotovoltaici

6.1.1 Soggetti abilitati

I soggetti abilitati all'installazione degli impianti fotovoltaici sono quelli specificati nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti. In particolare si richiama la Legge 5 marzo 1990, n. 46, il D.P.R. 6 dicembre 1991 n. 447 e le successive integrazioni di quest'ultimo.

I sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti BT del distributore ricadono nell'ambito di applicazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46, Art. 1, comma a), in quanto "impianti di produzione, di trasporto, di distribuzione e di utilizzazione dell'energia elettrica all'interno degli edifici a partire dal punto di consegna dell'energia fornita dalla società distributrice".

Occorre tenere conto però, che nel caso di installazioni all'aperto (ad esempio, pensiline fotovoltaiche) gli impianti fotovoltaici non sono soggette alla legge 46/90.

6.1.2 Materiali e apparecchiature

I materiali e le apparecchiature utilizzati devono essere realizzati e costruiti a regola d'arte, ovvero secondo le Norme CEI, ai sensi della Legge 1 marzo 1968.
Il materiale elettrico specificato nella Direttiva del Consiglio 73/23/CEE del 19 febbraio 1973 deve essere costruito conformemente ai criteri di sicurezza contenuti nel testo di legge e recare le marcature corrispondenti, tra cui la marcatura CE di conformità.

6.2 La sicurezza delle installazioni

Dal punto di vista della sicurezza, come già evidenziato, occorre tenere conto che il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione, sia ancora in caso di intervento delle protezioni che, comandando i dispositivi di apertura lato c.c, determinano l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

E' necessario quindi indicare con opportuna segnaletica tale situazione di pericolo.

Un esempio di cartello di sicurezza che avvisa del pericolo della doppia alimentazione del circuito elettrico di un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore è riportato in Figura 6.1.

Figura 6.1 - Cartello di sicurezza per un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore

7 La verifica tecnico funzionale

In questa parte della presente Guida vengono forniti i criteri da seguire nel corso delle verifiche degli impianti fotovoltaici al fine di assicurare il rispetto dei requisiti di sicurezza e di funzionalità previsti in fase di progetto.

La verifica consiste in un controllo di rispondenza dell'opera realizzata ai dati di progetto ed alla regola dell'arte e consta di due momenti: l'esame a vista e l'esecuzione di prove su impianti realizzati e sui materiali in fabbrica.

La verifica può anche avere un aspetto amministrativo e, quindi, di collaudo.

7.1 L'esame a vista

L'esame a vista ha il fine di controllare che l'impianto sia stato realizzato secondo le norme CEI. In particolare deve accertare che i componenti siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente. Inoltre l'esame a vista è teso a identificare, senza l'uso di attrezzi o di mezzi di accesso eventuali difetti dei componenti elettrici che sono evidenti allo sguardo quali ad esempio: la mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa, ecc.

7.2 Le prove sugli impianti già realizzati

Per prove, si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza dell'impianto alle norme CEI e alla documentazione di progetto, in genere, prima della messa in servizio dell'impianto.

In particolare le prove consistono nel controllare, per ciascun impianto, almeno i seguenti punti:

- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli; questa prova consiste nell'accertare la continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringa e fra l'eventuale parallelo delle stringhe e l'ingresso del gruppo di condizionamento e controllo della potenza;
- la messa a terra di masse e scaricatori che consiste nell'accertare la continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse. Lo scopo è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6. La misura deve essere eseguita tra ogni conduttore attivo, oppure ciascun gruppo completo di conduttori attivi, e l'impianto di terra. Le misure devono essere eseguite in c.c. mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste (es. 500 Vc.c) con un carico di 1mA;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.). Questa prova consiste nel verificare che i dispositivi siano stati installati e regolati in modo appropriato. Per la prova di accensione e spegnimento automatico dell'impianto e consigliabile intervenire sui sezionatori di stringa. Una verifica che accerti le funzioni di protezione di interfaccia deve almeno provare il loro intervento in caso di mancanza della rete del distributore;
- il soddisfacimento delle due seguenti condizioni, in presenza di irraggiamento superiore a 600 W/m^2 :

$$Pcc > 0,85 \cdot Pnom \cdot Irr / I_{STC}$$

$$Pca > 0,9 \cdot Pcc$$

ove:

- Pcc — è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- Pca — è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di condizionamento e controllo della potenza, con precisione migliore del 2%;
- Pnom — è la potenza nominale (in kWp) del campo fotovoltaico;
- Irr — è l'irraggiamento (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli con precisione migliore del 3% (il valore di detta precisione deve essere debitamente documentato);
- I_{STC} — è pari a 1000 W/m^2 = irraggiamento in STC.

La condizione di cui sopra ammette quindi, per le perdite del generatore fotovoltaico, un valore complessivo massimo pari al 15% della potenza nominale dell'impianto stesso; detto limite tiene conto delle perdite ohmiche, di difetti di accoppiamento, della temperatura (fino al valore di 40 °C), della non linearità dell'efficienza dei moduli in funzione dell'irraggiamento, degli ombreggiamenti (entro il 2% massimo) e della risposta angolare.

La potenza nominale (Pnom) deve essere determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dai rispettivi fogli di dati (rilasciati dal costruttore) dei moduli stessi.

La misura della potenza Pcc e della potenza Pca deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (Irr) sul piano dei moduli superiore a 600 W/m^2; qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli superiore a 40 °C, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso dovrà essere verificata la condizione:

$$P_{cc} > (1 - Ptpv - 0,08) * P_{nom} * Irr / I_{STC}$$

Ove (come riportato nel par. 4.1.2.3) Ptpv sono le perdite termiche del generatore fotovoltaico mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono state tipicamente assunte pari all'8%.

7.3 Le prove in fabbrica sui materiali

Le prove sui materiali vengono eseguite in fabbrica e sono tese ad accertare la rispondenza dei componenti principali (moduli fotovoltaici, sistemi di conversione, quadri e strutture di sostegno dei moduli) alle norme applicabili e alle specifiche di progetto

Le prove sui materiali vengono eseguite in fabbrica e sono tese ad accertare la rispondenza dei componenti principali (moduli fotovoltaici, gruppi di conversione, ecc.) alle norme applicabili e alle specifiche di progetto.

7.3.1 Moduli fotovoltaici

Le prove sui moduli fotovoltaici, da effettuare eventualmente a campionamento, consistono essenzialmente in:

- ispezione visiva tesa ad evidenziare eventuali difetti macroscopici dei moduli (celle rotte, collegamenti elettrici difettosi, celle in contatto tra loro o con la cornice, incrinature o difetti dei vetri, bolle formanti un cammino continuo tra cella e bordo del modulo, ecc.);
- rilievo delle caratteristiche tensione corrente (I-V);
- verifica dell'eventuale scostamento fra la massima potenza misurata ed, eventualmente, riportata a STC (Pm) e quella dichiarata dal costruttore
- il controllo delle misure e del peso dei moduli e della conformità ad altre eventuali specifiche contrattuali.

La procedura per il rilievo delle caratteristiche I-V (CEI EN 60891, 60904-1, 60904-2 e 60904-3) prevede una fase preliminare di taratura del simulatore solare che verrà adottato per la verifica.

La taratura del simulatore potrà anche essere effettuata utilizzando un modulo di riferimento, con caratteristiche elettriche e meccaniche simili a quelle dei moduli da accettare, precedentemente tarato presso un laboratorio qualificato (ad esempio il Centro JCR di Ispra). In questo caso, la procedura di taratura consiste nel:

- delimitare un'area sul piano di misura del simulatore da utilizzare per tutte le misure successive;
- regolare l'intensità della lampada del simulatore in modo che il modulo di riferimento fornisca, entro i limiti di sensibilità del simulatore una corrente Isc pari a quella di riferimento;
- verificare (con la lampada così regolata) che la Pm misurata corrisponda, a meno di una prefissata tolleranza, con la Pm di riferimento. In queste condizioni il simulatore si riterrà idoneo per le successive verifiche dei moduli fotovoltaici.

Al momento dell'accettazione nel sito di installazione, i moduli potranno comunque essere sottoposti a prove e misure necessarie per verificarne la conformità alla normativa di riferimento e alle specifiche di progetto.

7.3.2 Gruppi di conversione

Tipicamente le prove sui gruppi di conversione riguardano la verifica:

- della curva rendimento-potenza, del fattore di potenza, della distorsione armonica in corrente, della capacità di funzionamento in automatico
- delle prescrizioni contrattuali;
- delle prescrizioni previste dalla normativa di riferimento.

In particolare, per la determinazione della curva rendimento-potenza verrà eseguita la misura diretta e contemporanea della potenza elettrica in ingresso ed in uscita del convertitore nelle varie condizioni di potenza di ingresso. La misura della potenza lato continua sarà effettuata con il metodo voltamperometrico mentre per quella attiva e reattiva, lato alternata, è previsto l'impiego di un wattmetro (previo condizionamento dei segnali di tensione e corrente mediante opportuni trasformatori di misura). L'errore di misura dell'intera catena dovrà essere inferiore ad un valore prefissato. La misura della distorsione armonica dovrà essere volta a verificare che le armoniche della corrente erogata verso la rete del distributore, nelle varie condizioni operative, non superino i limiti previsti per la distorsione armonica totale (5%) e per quella di singola armonica (3%).

In merito alla verifica della capacità di funzionamento in automatico le prove saranno volte a verificare il corretto funzionamento del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza del generatore fotovoltaici, la capacità di avviamento e arresto automatico in relazione al valore di soglie prefissate, nonché l'intervento delle protezioni interne dei vari dispositivi (sovracorrente, sovratensione, temperatura, ecc.) e di quelle per l'interfacciamento alla rete del distributore.

7.4 Il collaudo tecnico-amministrativo

Il collaudo degli impianti può essere effettuato a cura di professionisti abilitati, non intervenuti in alcun modo nella progettazione, direzione ed esecuzione dell'opera, i quali attestino che i lavori realizzati sono conformi ai progetti approvati e alla normativa vigente in materia (art. 111 del Testo unico in materia edilizia).

Il collaudo ha lo scopo (legge 109/94, art. 187) di verificare e certificare che l'impianto è stato eseguito a regola d'arte e secondo le prescrizioni tecniche prestabilite, in conformità al progetto e alle varianti approvate. Il collaudo ha altresì lo scopo di verificare che i dati risultanti dalla contabilità e dai documenti giustificativi corrispondono fra loro e con le risultanze di fatto, non solo per dimensioni, forma e quantità, ma anche per qualità dei materiali e componenti. Il collaudo comprende inoltre tutte le verifiche tecniche previste dalle leggi di settore.

Al collaudatore, oltre ai documenti contabili e alla documentazione relativa al conto finale, deve essere trasmessa (legge 109/94, art. 190) copia conforme del progetto, completo di tutti i suoi allegati e delle eventuali varianti approvate, i verbali di **prova sui materiali** (di cui al paragrafo 7.3) e le relative certificazioni di qualità, nonché l'eventuale collaudo statico delle strutture di sostegno dei moduli.

La verifica della buona realizzazione di un impianto è effettuata, nel corso della visita di collaudo, attraverso accertamenti, saggi e riscontri che il collaudatore giudica necessari e che possono essere svolti secondo le modalità indicate nei par. 7.1 e 7.2). L'appaltatore a propria cura e spese mette a disposizione del collaudatore gli operai e i mezzi necessari ad eseguire tali attività.

Della visita di collaudo è redatto processo verbale di visita che oltre a contenere informazioni di carattere generale (legge 109/94, art. 194, comma 1) descrive i rilievi fatti dal collaudatore, le singole operazioni e le verifiche compiute, in particolare le **prove sugli impianti già realizzati** (di cui al par. 7.2) e i risultati ottenuti. In un'apposita relazione il collaudatore raffronta i dati di fatto risultanti dal processo verbale di visita con i dati di progetto, delle varianti approvate e dei documenti contabili e formula le proprie considerazioni sul modo in cui sono stati condotti i lavori nonché espone se il lavoro sia o no collaudabile o sotto quali condizioni o restrizioni.

Qualora il collaudatore ritenga collaudabile il lavoro emette il **certificato di collaudo** (legge 109/94, art. 199) che deve contenere i dati tecnici, amministrativi e contabili, i verbali delle visite con l'indicazione delle verifiche effettuate nonché la dichiarazione circa la collaudabilità dell'opera e sotto quali condizioni. L'emissione di tale certificato viene esplicitamente richiesta per gli impianti realizzati nell'ambito del decreto 28 luglio 2005.

8 Procedure autorizzative

8.1 I permessi alla realizzazione dell'impianto

I Permessi edilizi vengono richiesti mediante comunicazione al Comune in cui ricade il sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico. Ai sensi della legge 46/90 tali autorizzazioni vengono rilasciati solo se in possesso del progetto definitivo, che dovrà essere depositato presso il Comune.

Il DLg 387/2003 relativo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili dispone all'art. 12 che sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti", inoltre "la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico".

In alcune Regioni, per la realizzazione di impianti fotovoltaici serve solo la Dichiarazione di inizio attività e, nel caso in cui la zona di ubicazione sia soggetta a particolari vincoli culturali o paesaggistici, occorre l'autorizzazione della Sovrintendenza o del Comune competenti per il sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico.

Gli impianti ad energia rinnovabile non sono soggetti al pagamento del contributo di costruzione, dovuto al Comune in cui ricade il sito d'installazione, per effetto dell'art. 17, comma 3, lettera e del DPR 380/2001.

8.2 Il collegamento alla rete del distributore

Il DLg 387/2003 a comma 3 dell'art. 14. (Questioni attinenti il collegamento degli impianti alla rete elettrica) stabilisce che "i gestori di rete[9] hanno l'obbligo di fornire al produttore che richiede il collegamento alla rete di un impianto alimentato da fonti rinnovabili le soluzioni atte a favorirne l'accesso alla rete, unitamente alle stime dei costi e della relativa ripartizione, in conformità alla disciplina di cui al comma 1. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas adotta i provvedimenti eventualmente necessari per garantire che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'elettricità' prodotta da fonti energetiche rinnovabili, compresa quella prodotta in zone periferiche, quali le regioni insulari e le regioni a bassa densità di popolazione".

Per impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW, la delibera n. 224/00 dell'Autorità' per l'energia elettrica e il gas disciplina le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da tali impianti, stabilendo che:

- "il soggetto che intende usufruire del servizio di scambio sul posto per l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici, ne fa richiesta al gestore della rete[7] nella quale si trova il punto di connessione";
- "Il gestore della rete[7] a cui è presentata la richiesta di cui al punto precedente propone al soggetto richiedente, entro trenta giorni dal ricevimento della richiesta, un contratto conforme allo schema di contratto tipo allegato come parte integrante e sostanziale della delibera".

Ai fini dello scambio sul posto al Richiedente è richiesto un corrispettivo per il servizio di misura pari a 31 Euro per anno.

[9] Il Distributore secondo la definizione 3.1.1

Allegato A

Leggi, Deliberazioni e Norme per la progettazione elettrica di impianti fotovoltaici

A.1 Leggi e Decreti

D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547
Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro

Legge 1° marzo 1968, n. 186
Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici

Legge 18 ottobre 1977, n. 791
Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione – bassa tensione

Legge 5 marzo 1990, n. 46
Norme per la sicurezza degli impianti

D.P.R. 6 dicembre 1991, n. 447
Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti

D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392
Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza

D.L. 19 settembre 1994, n. 626
Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro

D.M. 16 gennaio 1996
Norme tecniche relativa ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi

Circolare 4 luglio 1996
Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche relativa ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi” di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996

D.L. 19 marzo 1996, n. 242
Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro

D.L. 12 novembre 1996, n. 615
Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993

D.L. 25 novembre 1996, n. 626
Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione

D.L. 16 marzo 1999, n. 79
Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

Legge 13 maggio 1999, n. 133
Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale [in particolare art. 10 comma 7: l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kWp, anche collegati alla Rete, non è soggetto agli obblighi della denuncia di officina elettrica per il rilascio della licenza di esercizio e che l'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale e alle relative addizionali]

D.M. 11 novembre 1999
Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3431
Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica

D.L. 29 dicembre 2003, n. 387
Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità

Legge 23 agosto 2004, n. 239
Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia

Ordinanza PCM 3 maggio 2005, n. 3431
Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica"

D.M. 28 luglio 2005 Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare

D.M. 6 febbraio 2006
Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare

A.2 Deliberazioni AEEG

Delibera n. 224/00 Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW

Delibera n. 34/05 Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239

Delibera n. 49/05 Modificazione ed integrazione alla deliberazione dell'Autorità per 'Energia Elettrica e il Gas 23 febbraio 2005, n. 34/05

Delibera n. 165/05 Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per 'Energia Elettrica e il Gas 23 febbraio 2005, n. 34/05 e approvazione di un nuovo schema di convenzione allegato alla medesima deliberazione

Delibera n. 28/06 Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Delibera n. 40/06	Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici

A.3 Norme

Le norme riportate si riferiscono a condizioni normali di progetto e installazione. Qualora l'impianto fotovoltaico sia realizzato in zone, su strutture o in ambienti soggetti a normativa specifica, quali ad esempio gli ambienti con pericolo di esplosione, come i distributori di carburante, dovranno essere adottate le norme applicabili al caso specifico.

A.3.1 Criteri di progetto e documentazione

CEI 0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
CEI 0-3	Guida per la compilazione della documentazione per L.46/90
CEI EN 60445:	Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico

A.3.2 Sicurezza elettrica

CEI 64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
CEI 64-12	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
CEI 64-14	Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori
IEC 479-1	Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
IEC 60364-7-712	Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
CEI EN 60529	(70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

A.3.3 Parte fotovoltaica

CEI EN 60891	(82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
CEI EN 60904-1:	(82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
CEI EN 60904-2:	(82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento
CEI EN 60904-3:	(82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
CEI EN 61173	(82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida
CEI EN 61215	(82-8) Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 61646	(82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo
CEI EN 61277	(82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
CEI EN 61345	(82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61701	(82-18) prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61724	(82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI EN 61727	(82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla Rete
CEI EN 61829	(82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
CEI EN 50380	(82-22) Foglio informativo e dati di targa per moduli fotovoltaici

A.3.4 Quadri elettrici

CEI EN 60439-1	(17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
CEI EN 60439-3	(17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD
CEI 23-51	Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare

A.3.5 Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1	Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
CEI 11-17	Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo
CEI 11-20	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria
CEI 11-20, V1	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria – Variante
CEI EN 50160	Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica (2003-03)

A.3.6 Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-19/1	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali
CEI 20-19/4	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi flessibili
CEI 20-19/9	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi unipolari senza guaina, per installazione fissa, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi
CEI 20-19/10	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina di poliuretano

CEI 20-19/11	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA
CEI 20-19/12	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore
CEI 20-19/13	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 470/750 V – Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi
CEI 20-19/14	Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità
CEI 20-19/16	Cavi isolati in gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 16: Cavi resistenti all'acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente
CEI 20-20/1	Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali
CEI 20-20/3	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa
CEI 20-20/4	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa
CEI 20-20/5	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili
CEI 20-20/9	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura
CEI 20-20/12	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore
CEI 20-20/14	Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 VParte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni
CEI-UNEL 35024-1	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria FASC. 3516
CEI-UNEL 35026	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777
CEI 20-40	Guida per l'uso di cavi a bassa tensione
CEI 20-67	Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV
CEI EN 50086-1	Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali
CEI EN 50086-2-1	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
CEI EN 50086-2-2	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
CEI EN 50086-2-3	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori
CEI EN 50086-2-4	Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
CEI EN 60423	(23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori
CEI EN 50262	(20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche

A.3.7 Conversione della potenza

CEI 22-2	Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
CEI EN 60146-1-1	(22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali
CEI EN 60146-1-3	(22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori
CEI UNI EN 45510-2-4	Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

A.3.8 Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI 81-1	Protezione delle strutture contro i fulmini
CEI 81-3	Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico
CEI 81-4	Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine
CEI 81-8	Guida d'applicazione all'utilizzo di limitatori di sovratensioni sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione
CEI EN 50164-1	(81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione
CEI EN 61643-11	(37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove

A.3.9 Dispositivi di potenza

CEI EN 60898-1	(23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
CEI EN 60947-4-1	(17-50) Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici

A.3.10 Compatibilità elettromagnetica

CEI 110-26	Guida alle norme generiche EMC
CEI EN 50081-1	(110-7) Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
CEI EN 50081-2	(110-13) Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'emissione – Parte 2: Ambiente industriale
CEI EN 50082-1	(110-8) Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
CEI EN 50263	(95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione
CEI EN 60555-1	(77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni

CEI EN 61000-2-2	(110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione
EN 61000-2-4	(110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali
CEI EN 61000-3-2	(110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)
CEI EN 61000-3-3	(110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – Sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A

A.3.11 Energia solare

UNI 8477	Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
UNI EN ISO 9488	Energia solare - Vocabolario
UNI 10349	Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

Allegato B

Leggi, Deliberazioni e Norme per la progettazione meccanica di impianti fotovoltaici

B.1 Leggi e decreti

Legge 1086/71 Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso, ed a struttura metallica

Legge 64/74 Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche)

D.M. 9/1/96 Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in c.a. normale e precompresso e per le strutture metalliche. Esso inoltre ha consentito l'uso degli Eurocodici 2 e 3;

Circolare ministeriale 15/10/96 n. 252
Istruzioni per l'applicazione delle norme di cui al D.M. 9/1/96;

D.M. 16/1/96 Norme tecniche relative ai "criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi";

Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156
Istruzioni per l'applicazione delle norme di cui al D.M. 16/1/96;

D.M. 16/1/96 Norme tecniche per le costruzioni in zona sismica.

Circolare ministeriale 10/4/97 n. 65
Istruzioni per l'applicazione delle norme di cui al D.M. 16/1/96. (valida fino a fine 2004)

Ordinanza 3274 Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica (G.U. 8/5/03).

D.M. 14 Settembre 2005
Testo Unico Norme Tecniche per le Costruzioni.

B.2 Norme

UNI ENV 1991-1 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 1: basi di calcolo

UNI ENV 1991-2-1 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-1: Azioni sulle strutture – Massa volumica, pesi propri e carichi composti

UNI ENV 1991-2-3 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-3: Azioni sulle strutture – Carichi da neve

UNI ENV 1991-2-4 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-4: Azioni sulle strutture – Azioni del vento

UNI ENV 1991-2-5 Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-5: Azioni sulle strutture – Azioni termiche

B.3 Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10011/86 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione;

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

Allegato C

Cenni sulla risorsa energetica fotovoltaica

C.1 La radiazione solare

L'energia solare è una fonte rinnovabile che consente di produrre elettricità in modo sicuramente rispettoso dell'ambiente, evitando di immettere nell'atmosfera emissioni gassose (ad es., CO_2) o di produrre scorie.

La disponibilità della fonte solare su tutto il pianeta terrestre rende possibile la generazione diffusa di energia elettrica (anche in posti fortemente decentralizzati), consentendo anche una riduzione dei costi di trasporto dell'energia.

L'energia irradiata dal Sole si propaga con simmetria sferica nello spazio, raggiungendo la fascia esterna dell'atmosfera terrestre con un valore d'energia, per unità di superficie e di tempo, pari a 1353 W/m^2 (costante solare).

Nell'attraversare l'atmosfera terrestre, l'irraggiamento solare subisce notevoli interazioni. In parte viene assorbito dall'atmosfera, in parte viene nuovamente riflesso nello spazio esterno e in parte viene parzialmente diffuso nell'atmosfera stessa (Figura 8.1). Per effetto dell'assorbimento e riflessione dell'atmosfera, l'irraggiamento solare diretto che arriva al suolo è sempre inferiore al valore della costante solare, mentre per effetto della diffusione, una parte della radiazione solare appare distribuito su tutta la volta celeste. Queste interazioni sono funzione della massa d'aria attraversata dall'irraggiamento solare (variabile nel tempo e dipendente dalla latitudine ma comunque calcolabile con una buona approssimazione) e della composizione dell'aria, fortemente influenzata dalle condizioni atmosferiche.

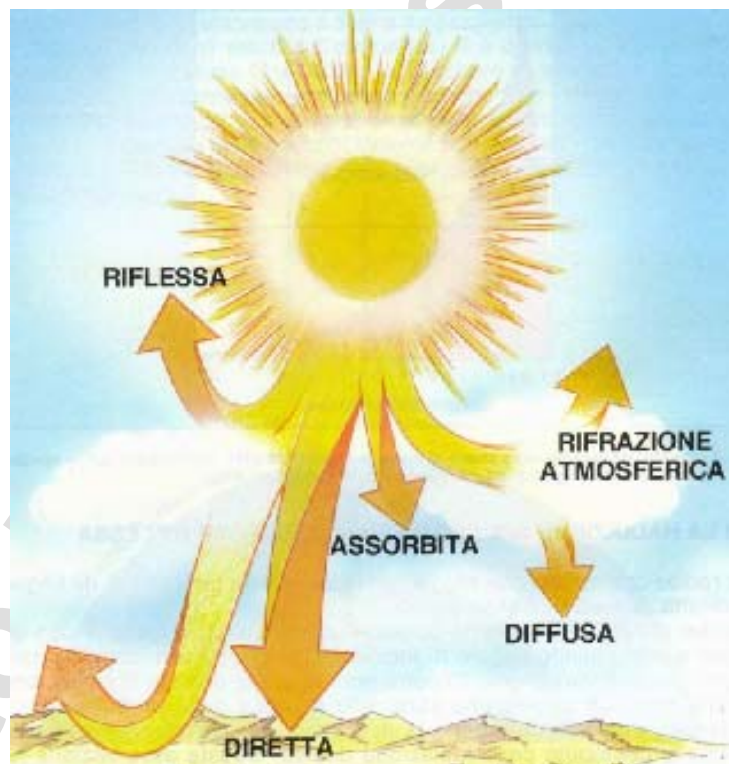



Figura 8.1 - Scomposizione della radiazione solare per effetto dell'atmosfera terrestre [1]

A causa dell'andamento aleatorio delle condizioni atmosferiche non è possibile predire il valore dell'irraggiamento solare incidente in una determinata località. Quello che si conosce sono invece i dati storici di radiazione solare mediati in un periodo di tempo che va dai 5 ai 10 anni. Ovviamente, in queste condizioni, l'accuratezza con cui si conosce la disponibilità di

energia solare in una certa località dipende dalle fluttuazioni dei dati climatici rispetto ai dati storici.
I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri medi mensili di radiazione solare su superficie orizzontale (espressi in kWh/m^2/giorno) e vengono forniti sia in forma tabellare sia attraverso mappe isoradiative (Figura 8.2).

In Italia, la disponibilità di **radiazione solare** globale (diretta + diffusa) sul piano orizzontale varia dai 1400 kWh/m^2 all'anno nella pianura Padana ai circa 1700 nelle regioni meridionali, come si può evincere dalle curve in Figura 8.3, o dai valori numerici riportati nella Tabella 8.1 o nella norma UNI 10349. Quest'ultima norma riporta i valori di radiazione solare, per varie località; per altre località il valore di radiazione solare può essere ottenuto interpolando opportunamente i valori di località limitrofe.

In Italia le punte massime di radiazione solare si raggiungono nella Sicilia meridionale, mentre quelle minime in Alto Adige. Come valori giornalieri medi annuali, si va dai circa 3,3 kWh/m^2/giorno in provincia di Bolzano agli oltre 4,6 kWh/m^2/giorno in provincia di Siracusa mentre valori tipici dell'Italia centrale (Roma) si attestano attorno ai 4,15 kWh/m^2/giorno.

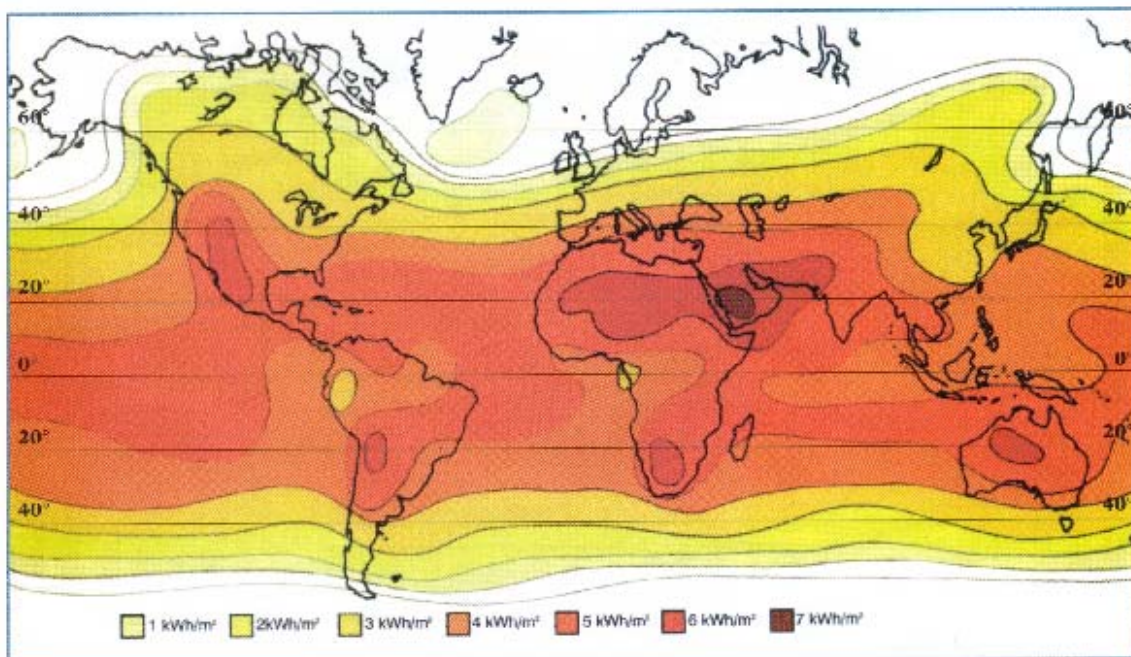



Figura 8.2 – Mappa della radiazione solare nel mondo [1]

Figura 8.3 - Radiazione solare in Italia sul piano orizzontale [3]

Sito	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Milano	1,44	2,25	3,78	4,81	5,67	6,28	6,31	5,36	3,97	2,67	1,64	1,19
Venezia	1,42	2,25	3,67	4,72	5,75	6,31	6,36	5,39	4,08	2,72	1,64	1,14
Bologna	1,50	2,28	3,81	4,81	5,86	6,42	6,47	5,47	4,19	2,81	1,72	1,25
Firenze	1,58	2,33	3,75	4,72	5,86	6,39	6,44	5,50	4,17	2,86	1,83	1,39
Roma	1,92	2,61	3,94	4,92	6,08	6,56	6,58	5,72	4,39	3,17	2,11	1,58
Napoli	1,92	2,67	3,92	5,03	6,08	6,64	6,58	5,81	4,50	3,28	2,17	1,69
Bari	1,86	2,58	3,97	5,08	6,08	6,69	6,64	5,81	4,53	3,25	2,08	1,69
Messina	2,11	2,94	4,19	5,19	6,22	6,69	6,67	5,89	4,64	3,53	2,36	1,94
Siracusa	2,36	3,22	4,33	5,39	6,36	6,78	6,75	6,00	4,81	3,69	2,58	2,17

Tabella 8.1 - Radiazione solare su superficie orizzontale (kWh/m^2/giorno) di alcune località italiane. La media è stata calcolata nel periodo 1994- 1999 [2]

L'energia solare può essere utilizzata, per la produzione di elettricità, mediante due differenti processi tecnologici:

- il **processo termodinamico**, che consiste nella trasformazione della radiazione solare in energia termica (con opportuni concentratori dei raggi solari), quindi in energia meccanica e infine in elettrica mediante turbina ed alternatore;
- il **processo fotovoltaico**, che consiste nella trasformazione diretta della radiazione solare in energia elettrica tramite l'effetto fotovoltaico.

C.1.1 La misura dell'irraggiamento solare

Per effettuare tale misura dell'irraggiamento solare può essere impiegato un piranometro (radiometro a termopila) oppure solarimetro (radiometro ad elemento fotovoltaico).
In tabella Tabella 8.2 sono riportate le caratteristiche tecniche dei due tipi di radiometri.

Tabella 8.2 - Caratteristiche tecniche dei due tipi di radiometri

	Radiometro a termopila ***Piranometro***	***Radiometro ad elemento fotovoltaico*** ***Solarimetro***
Stabilità	1% /anno	2% /anno
Non linearità	1,2%	< 1%
Deriva in temperatura (-10+40°C)	2%	7%
Risposta direzionale	2%	3%
Tolleranza	0,5%+5 W/mq	2%+5 W/mq
Frequenza di calibrazione	1 anno	2 anni
Risposta spettrale	Piatta	Selettiva
Costo:		

Da queste caratteristiche si evince che la precisione di misura è correlata ad una serie di parametri quali il livello di irraggiamento e la relativa distribuzione spettrale, l'angolo di incidenza dell'irraggiamento solare, la temperatura e la stabilità del sensore.
Nel complesso, per radiometri a termopila di prima classe, l'errore di misura è paria circa il 2%.
Nel caso di radiometri a elemento fotovoltaico poiché la relativa risposta spettrale non è costante sull'intero spettro della radiazione solare (che varia con le condizioni atmosferiche, l'elevazione del sole e le stagioni) l'errore di misura risulta pari a circa il 5%. In tale stima si è tenuto conto anche dell'influenza della temperatura sulla sensibilità del sensore. Inoltre, qualora la risposta spettrale dell'elemento a fotodiodo del radiometro sia diversa da quella del generatore fotovoltaico, l'errore di misura può risultare superiore al 5% nel caso di spettro dell'irraggiamento solare non in condizioni standard.
In definitiva per poter effettuare la misura dell'irraggiamento solare con precisione migliore del 3% è necessario impiegare un radiometro a termopila di prima classe.
Per il monitoraggio di impianti fotovoltaici, viene spesso preferito il Solarimetro in quanto rispetto al piranometro presenta un costo più contenuto e il vantaggio di non richiedere frequenti calibrazioni.

C.2 L'effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico consente di trasformare l'energia solare in energia elettrica in modo diretto, silenzioso e senza alcun organo meccanico in movimento. Tale effetto si basa sulla proprietà di alcuni materiali semiconduttori opportunamente trattati (tra i quali il silicio, elemento molto diffuso in natura) di generare direttamente energia elettrica quando vengono colpiti dalla radiazione solare (Figura 8.4).

Il componente fondamentale dei sistemi fotovoltaici è la cella fotovoltaica. Questa è sostanzialmente un diodo di grande superficie, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente. Il funzionamento di quest'ultimo dipende fondamentalmente dall'intensità della radiazione solare, dalla temperatura e dalla superficie e può essere descritto per mezzo della caratteristica tensione–corrente riportata qualitativamente in Figura 8.5.

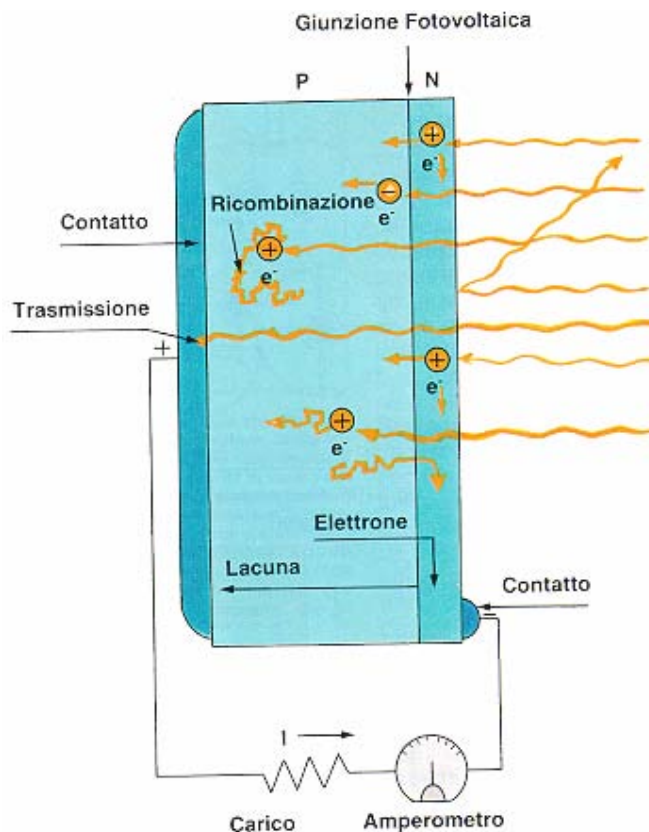



Figura 8.4 – Schema base del flusso di corrente generata da un dispositivo fotovoltaico al Silicio [1]

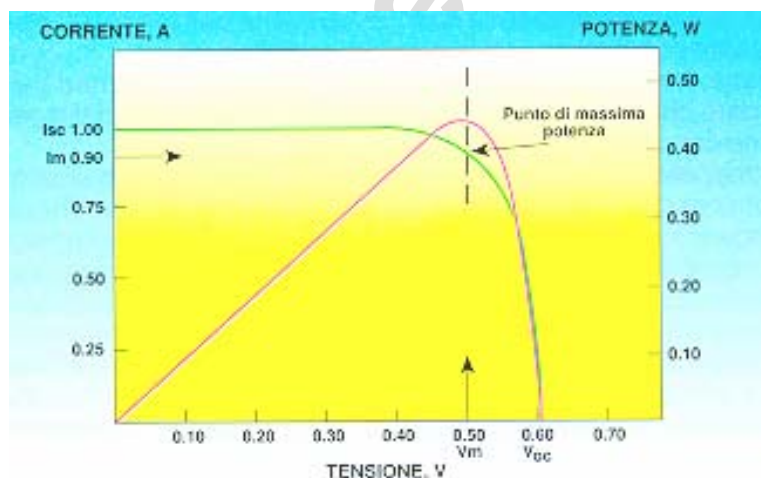



Figura 8.5 - Caratteristica tensione – corrente di una cella fotovoltaica al Silicio [1]

Una cella fotovoltaica con superficie di 150x150 mm^2 produce, in condizioni standard (STC), una corrente di oltre 7 A con una tensione di 0.5 V, quindi una potenza di 3.5 Wp.
Più celle, connesse in serie/parallelo e incapsulate tra un foglio di plastica e una lastra di vetro, formano il **modulo fotovoltaico**. Un modulo formato da 48 celle da 150x150 mm^2 ha una superficie di 1,3 m^2 ed eroga, in condizioni standard (STC), circa 170 Wp.
Esistono in commercio anche moduli da 300 Wp.
Un insieme di moduli, connessi elettricamente tra loro, costituisce il **campo fotovoltaico** che, insieme ad altri componenti strutturali, elettrici ed elettronici, consente di realizzare il **generatore fotovoltaico** (vedi anche Figura 8.6 e par. 3).

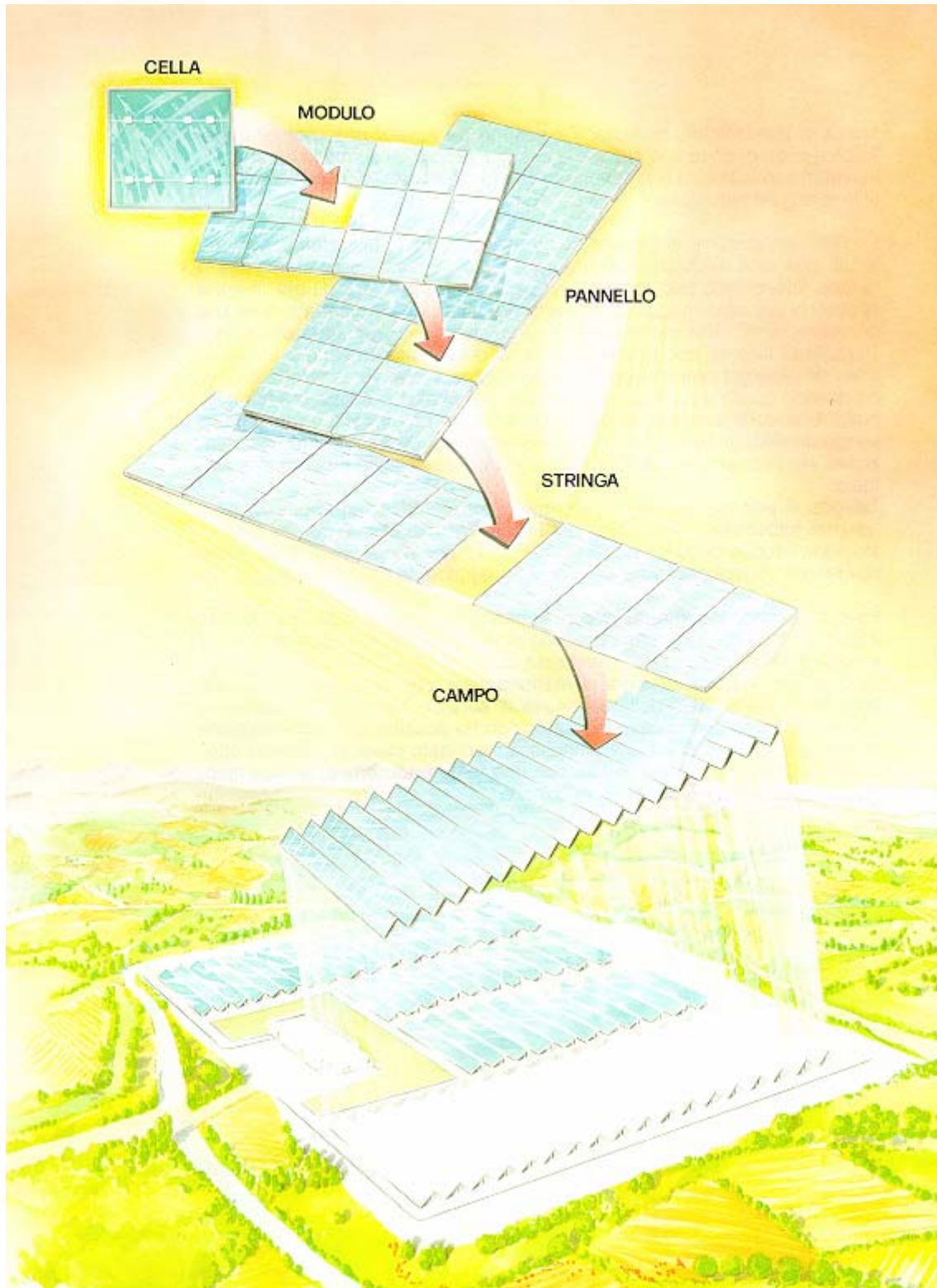



Figura 8.6 - Elementi componenti il generatore fotovoltaico [1]

C.3 I materiali fotovoltaici

Il materiale più usato per produrre celle solari è il **silicio**. Il silicio a cristallo singolo o monocristallino, ottenuto dal materiale in forma liquida, solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo di dimensioni sino a 20 cm di diametro e 200 cm di lunghezza. Drogato solitamente "p" con boro, viene poi tagliato con seghe a filo in fette o wafers di spessore 250-350 micron.

L'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio multicristallino di purezza e costo inferiore rispetto al mono e prestazioni lievemente inferiori. Allo stato attuale le due tecnologie citate contribuiscono largamente alla produzione mondiale di moduli, coprendo l'85% dell'intera produzione.
Altri materiali promettenti sono i cosiddetti **film sottili**. Si tratta di celle solari basate su materiale semiconduttore depositato in strati molto sottili (spessori dell'ordine del micron) che vengono sviluppate con l'obiettivo di ridurre i costi. Lo sviluppo di moduli a film sottile richiede l'uso di nuovi materiali (quali silicio amorfo - con struttura simile a quella di un liquido sottoraffreddato - in configurazione a multigiunzione, tellururo di cadmio, diseleniuro di indio e rame) e di processi tecnologici più avanzati. Tutto ciò comporta che ad oggi, parecchi problemi tecnici devono ancora essere superati, specie nell'area della stabilità outdoor e della resa nel processo costruttivo.
I materiali a **film sottile** mantengono, tuttavia, un notevole potenziale in termini di riduzione di costi sia per la ridotta richiesta di materiale di base, avendo spessore molto ridotto, che per l'adattabilità ai processi di produzione su grande scala.
Celle solari di qualunque tipo, connesse in serie/parallelo e incapsulate tra un foglio di plastica e una lastra di vetro, costituiscono poi la base dei moduli commerciali. Si tratta di sandwich di materiali molto robusti, caratterizzati da forma rettangolare (dimensioni laterali tra 50 e 200 cm, spessore tra 4 e 6 cm, massa tra 6 e 21 kg), senza cornici o con cornici profilate in alluminio. I moduli fotovoltaici in commercio presentano **efficienze di conversione** comprese tra 13 e 16 % per i moduli in silicio e 5-10 % per i moduli a film sottile ([10]); alcune realizzazioni proposte dai più avanzati Centri di ricerca hanno già superato il 20% in condizioni di illuminazione standard (AM1.5). La vita attesa di una cella solare è dell'ordine di 20-30 anni, ma potrebbe essere molto maggiore come cominciano a dimostrare gli impianti costruiti circa 20 anni fa.
Una menzione infine deve essere fatta su innovative tipologie di celle, che stanno proponendosi come un'ulteriore possibilità per il futuro. **Celle a tripla giunzione** consentono di convertire la luce in elettricità, operando separatamente sulle diverse bande di frequenza della radiazione solare e raggiungendo in tal modo rendimenti superiori al 30%. Queste celle, certamente più costose per unità di superficie, sono viste come un'opportunità in abbinamento con la concentrazione della radiazione solare, fino all'ordine di 1000 soli. Si ottengono in tal modo prestazioni tecnico economiche potenzialmente molto interessanti (soprattutto se sarà possibile risolvere diversi problemi, tra cui una produzione di grande serie) in quanto potranno essere utilizzate celle di piccole dimensioni poste nel fuoco di concentratori.

C.4 Le applicazioni

Fra le varie applicazioni della tecnologia fotovoltaica quelli che costituiscono valide alternative agli usuali impianti di produzione sono i seguenti (Figura 8.7).

C.4.1 Impianti fotovoltaici per l'alimentazione di utenze isolate

Gli impianti per l'alimentazione di utenze isolate sono dotati di batterie di accumulo per le ore notturne o di insufficiente irraggiamento solare e sono in grado di soddisfare le esigenze primarie di utenze abitative o produttive. La realizzazione di questi impianti può consentire rilevanti economie rispetto agli oneri dovuti all'estensione della rete del distributore o la gestione di gruppi elettrogeni

C.4.2 Impianti ibridi fotovoltaico-eolico-diesel per l'alimentazione di piccole reti di utente

Gli impianti ibridi (in genere fotovoltaico-eolico-diesel) per l'elettrificazione di mini-aree isolate dalla rete del distributore (isole minori, piccoli villaggi montani, ecc.) costituiscono una delle applicazioni più competitive del fotovoltaico rispetto agli impianti di generazione a combustibili fossili.

---

10 In questo caso si tratta di efficienza stabilizzata, in quanto viene misurata dopo un periodo di esposizione all'irraggiamento solare; ciò tiene conto del fatto che, a causa dell'effetto Stabler-Wronski, l'efficienza di tali dispositivi subisce un degrado asintotico verso un valore finale corrispondente appunto all'efficienza stabilizzata, a causa dell'esposizione alle sorgenti irradianti.

C.4.3 Tetti e facciate fotovoltaiche

Gli impianti fotovoltaici integrati nell'edilizia residenziale e industriale ("tetti fotovoltaici") sono impianti di taglia compresa tra 1 kW e decine di kW e vengono collegati alla rete MT o BT del distributore.

C.4.4 Centrali fotovoltaiche

Le centrali fotovoltaiche sono impianti di produzione di energia elettrica con caratteristiche di elevata modularità e facile inserimento in reti di distribuzione in media tensione. Automatiche, telecontrollabili a distanza e a costi di manutenzione minimi sono anche in grado di potenziare i punti deboli della rete del distributore differendone nel tempo l'adeguamento o il rifacimento.

Figura 8.7 Varie tipologie di impianti fotovoltaici: alimentazione di utenza isolata [1], alimentazione di comunità isolata,tetti fotovoltaici e centrali fotovoltaiche [1].

C.5 La consistenza e la potenzialità degli impianti fotovoltaici

La potenza cumulativa di impianti fotovoltaici installati nel mondo è stata circa 2.600 MWp alla fine del 2004, con un incremento annuo che ha raggiunto il 40%.
Le installazioni sono concentrate nei paesi più industrializzati e, principalmente, in Germania, in Giappone e negli USA.
In Italia alla fine del 2004 erano installati impianti fotovoltaici per una potenza complessiva pari a circa 31 MWp
La potenzialità energetica di un impianto fotovoltaico dipende da numerosi fattori, quali:

- valori della radiazione solare incidente nel sito di installazione
- efficienza dei moduli fotovoltaici
- efficienza del resto dell'impianto (BOS)
- altri parametri (p.es. ombreggiamenti sistematici, temperatura di funzionamento, ...).

La Tabella 8.3 presenta la produzione elettrica annua attesa lo stesso impianto fotovoltaico, installato in 3 differenti località italiane.

Località	**Energia solare annua su superficie orizzontale [kWh/m$_2$]**	**Energia solare annua su superficie rivolta a Sud e inclinata di 30° [kWh/m$_2$]**	**Produzione elettrica attesa con un rendimento medio di impianto pari a 75% [kWh/kWp]**
Milano	1 300	1 400	1 050
Roma	1 600	1 750	1 300
Messina	1 730	1 880	1 400

Tabella 8.3 Energia solare disponibile e produzione elettrica annua attesa in differenti località Italiane.

La produzione elettrica attesa dallo stesso impianto fotovoltaico varia, oltre che con il sito di installazione, anche con le caratteristiche del piano in cui sono posizionati i moduli fotovoltaici.
Nel caso di superfici non orizzontali, ma posizionate in maniera ottimale rispetto alla radiazione solare (inclinate dai 20° ai 30° ed esposte a sud), i valori di radiazione solare medi annuali risultano approssimativamente incrementati del 15%, mentre per facciate non esposte a sud i valori di radiazione solare risultano ridotti anche del 30%. In generale, nel caso cioè di superfici comunque esposte è possibile determinare il valore della radiazione solare incidente, partendo da quello su superficie orizzontale, mediante le formule riportate nella norma UNI 8477.
Per quanto riguarda i sistemi ad inseguimento solare, i valori di radiazione solare media annuale sul piano di captazione risultano incrementati del 15-20% nel caso d'inseguimento Est-Ovest su un asse orizzontale e del 25-35% nel caso di inseguimento su due assi, secondo la frazione di componente diffusa della radiazione solare nel sito. Valutazioni accurate possono essere effettuate con opportuni programmi di calcolo o mediante dati già disponibili per località USA con caratteristiche meteo, per quanto possibile, similari al sito in esame.
Infine per i sistemi ad inseguimento solare che utilizzano moduli fotovoltaici a concentrazione, i valori di_radiazione solare media annuale sulle celle risultano circa pari a quella dei sistemi fissi, giacché essi sono in grado di sfruttare solo la componente diretta della radiazione. Ovviamente la producibilità di questi sistemi diventa tanto maggiore, quanto più elevata è la frazione di radiazione diretta disponibile nel sito (vedi ad esempio il deserto dell'Arizzona).

E' da osservare, infine, che mentre nel caso di impianti collegati alla rete del distributore i dati riguardanti la disponibilità di radiazione solare sono sufficienti per poter calcolare la producibilità degli impianti stessi, per gli impianti isolati è invece altresì necessario disporre della probabilità con cui la radiazione solare persista al di sotto di determinate soglie per un certo periodo di tempo.

C.6 Il costo degli impianti fotovoltaici

Il costo degli impianti fotovoltaici connessi alla rete del distributore ha registrato, come mostrato in Figura 8.8 (fonte IEA PVPS) un trend di costante diminuzione nei vari Paesi più industrializzati:
in Italia , alla fine del 2004 , il costo approssimativo di un impianto da qualche kW collegato alla rete del distributore è stato pari a circa 7 kEuro/ kWp (IVA 10% esclusa).
Questo valore dipende da una varietà di fattori quali la taglia dell'impianto, il grado di integrazione architettonica nella struttura che lo ospita la tipologia dei moduli fotovoltaici utilizzati, ecc.
Dallo stessa figura si evince che il costo dei moduli incide su quello degli impianti per una quota che oscilla dal 40% al 60%. Una tipica ripartizione dei costi per impianti collegati alla rete del distributore è riportata nella Figura 8.9.

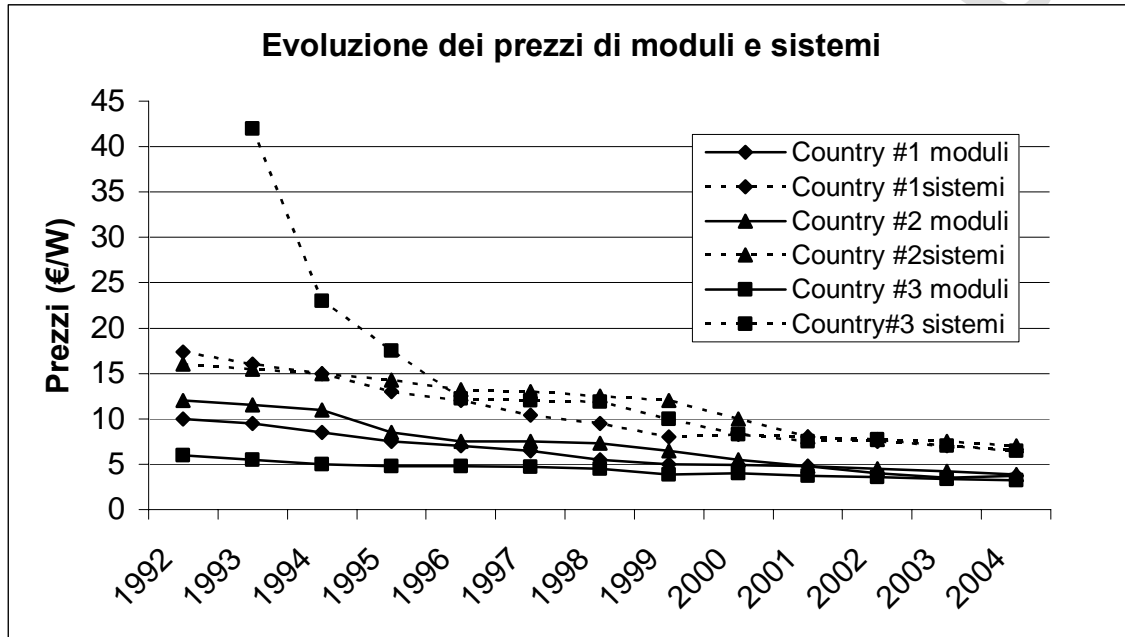



Figura 8.8 – Evoluzione dei prezzi di moduli e sistemi [4]

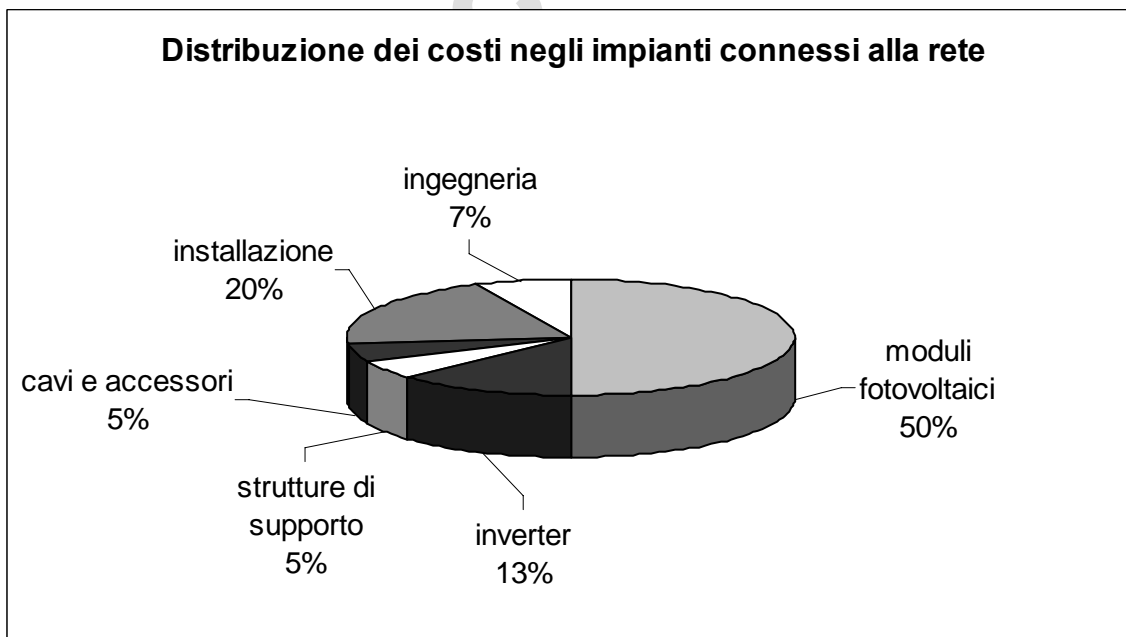



Figura 8.9 – Distribuzione dei costi negli impianti connessi alla rete del distributore [4]

Allegato D

Riferimenti Bibliografici

[1] Enel Ricerca – I quaderni dell'energia – L'energia fotovoltaica, 1992

[2] Enea – La radiazione solare globale al suolo in Italia (media 1994-1999). Valori stimati sulle immagini del satellite Meteosat, Dicembre 2000

[3] Atlante Solare Europeo – Verlag TUV Rheinland - Koln 1984

[4] IEA PVPS International Survey Report on IEA Countries, 2005 – www.iea-pvps.org.